



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação

Ricardo Augusto de Araujo

**Planejamento da Expansão da Transmissão em Redes Inteligentes usando o
Modelo CA, considerando HVDC, dispositivos FACTS e Compensação Shunt**

**Transmission Expansion Planning in Smart Networks using AC Model and
considering HVDC, FACTS devices and Shunt Compensation**

Campinas

2017

Ricardo Augusto de Araujo

**Planejamento da Expansão de Redes de Transmissão Inteligentes usando o
Modelo CA e considerando HVDC, FACTS e Compensação Shunt**

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica, na Área de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. José Pissolato Filho

Coorientador: Prof. Dr. Santiago Patricio Torres Contreras

Este exemplar corresponde à versão final da Tese defendida pelo aluno Ricardo Augusto de Araujo, e orientada pelo Prof. Dr. José Pissolato Filho.

Campinas

2017

Agência(s) de fomento e nº(s) de processo(s): CNPq, 154079/2012-0

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Luciana Pietrosanto Milla - CRB 8/8129

Ar15p Araujo, Ricardo Augusto de, 1982-
Planejamento da expansão da transmissão em redes inteligentes usando o modelo CA, considerando HVDC, dispositivos FACTS e compensação shunt / Ricardo Augusto de Araujo. – Campinas, SP : [s.n.], 2017.

Orientadores: José Pissolato Filho e Santiago Patrício Torres Contreras.
Tese (doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Sistema de energia elétrica - Planejamento. 2. Evolução diferencial. 3. Redes inteligentes de energia. 4. Energia elétrica - Transmissão - Corrente contínua. I. Pissolato Filho, José, 1951-. II. Contreras, Santiago Patrício Torres. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. V. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Transmission expansion planning in smart networks using AC model and considering HVDC, FACTS devices and shunt compensation

Palavras-chave em inglês:

Electric power system - Planning

Differential evolution

Intelligent power networks

Electrical energy - Transmission - Direct current

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Doutor em Engenharia Elétrica

Banca examinadora:

José Pissolato Filho [Orientador]

Sérgio Kurokawa

Antonio Carlos Zambroni de Souza

Marcos Julio Rider Flores

Luiz Carlos Pereira da Silva

Data de defesa: 11-05-2017

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Elétrica

Comissão Julgadora - TESE DE DOUTORADO

Candidato: Ricardo Augusto de Araujo

Data da Defesa: 11 de Maio de 2017

Título da Tese: “Planejamento da Expansão da Transmissão em Redes Inteligentes usando o Modelo CA, considerando HVDC, dispositivos FACTS e Compensação Shunt”

Prof. Dr. José Pissolato Filho (Presidente, FEEC/UNICAMP)

Prof. Dr. Sérgio Kurokawa (UNESP - ILHA SOLTEIRA)

Prof. Dr. Antonio Carlos Zambroni de Souza (UNIFEI)

Prof. Dr. Marcos Julio Rider Flores (FEEC/UNICAMP)

Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva (FEEC/UNICAMP)

A ata de defesa, com as respectivas assinaturas dos membros da Comissão Julgadora, encontra-se no processo de vida acadêmica do aluno.

Este trabalho é dedicado a minha família e amigos.

Agradecimentos

Agradeço a Deus por me guiar sempre.

Ao meu pai Gentil, minha mãe Rosa, meus irmãos Rodrigo e Daniela, minha cunhada Patrícia, a Talia e a minha amada sobrinha Rafaela pelo amor, paciência, apoio, incentivo e compreensão.

Ao grande orientador e amigo prof. Pissolato que com grande sabedoria e experiência permitiu o desenvolvimento tranquilo desse trabalho.

Ao meu amigo e também coorientador prof. Santiago (*"Maestro"*) que não mediu esforços e apoio para que esse trabalho fosse realizado.

Ao André, Gilberto, Maurício, Melina, Radimila, Rodrigo Pereira pela ajuda, conversas, momentos de descontração e apoio.

A minha amiga Helô, a quem devo um agradecimento especial por me ajudar em momentos difíceis desde o mestrado.

Aos grandes amigos do LAT e FEEC, Brito, Marcão, Renan, Zé, Jinnão, Edmundo e Daiana.

A todas as pessoas que me ajudaram neste trabalho de alguma forma.

Ao CNPQ pela credibilidade e apoio financeiro.

'Be something you love and understand.'
(Lynyrd Skynyrd)

Resumo

A crescente demanda mundial por energia elétrica, o desejo por energia ambientalmente menos danosa e a necessidade de um sistema elétrico mais confiável fizeram com que significativos avanços tecnológicos no setor elétrico ocorressem. No entanto, tais avanços levaram ao aumento da complexidade e criaram novos desafios para os planejadores de expansão dos sistemas de transmissão de energia elétrica. Se por um lado a crescente penetração de energia renovável contribui para atender a demanda, por outro, afeta todo o estudo da rede. Sistemas em Corrente Contínua (CC) tornaram-se uma opção favorável e viável para conectar algumas dessas fontes de energia aos centros consumidores. Soma-se ainda, os dispositivos baseados em eletrônica de potência (FACTS), que passaram a ser utilizados para controlar o fluxo de energia, aumentar a capacidade de transmissão, melhorar a estabilidade e confiabilidade do sistema. É dentro desse novo cenário que as redes inteligentes se encaixam, uma vez que todas essas mudanças somente são possíveis em um ambiente altamente controlável. Controle esse que os conversores CA/CC e os FACTS podem fornecer. Assim, novos modelos da rede passaram a ser desenvolvidos e analisados, objetivando representar da melhor forma as constantes mudanças no sistema e a inclusão de equipamentos até então negligenciados, em muitos casos, na modelagem. Ao estudo do Planejamento de Expansão de Transmissão (PET) cabe então, decidir qual ou quais estratégias devem ser adotadas para assegurar de modo confiável e econômico o fornecimento de energia aos centros consumidores. Este trabalho de pesquisa visa então, fornecer uma modelagem mais completa do sistema elétrico ao incluir linhas CA, *links* CC e dispositivos FACTS como possíveis candidatos no processo de planejamento de expansão. Ao invés das habituais simplificações do modelo da rede, como o modelo CC, a modelagem adotada é a CA que permite considerar a compensação *Shunt* no mesmo processo de expansão, o que traz maior flexibilidade ao processo de expansão do sistema. O problema PET é dividido em dois problemas, aqui denominados de Problema Operacional e outro de Problema Econômico. O primeiro quantifica o corte de carga e é resolvido através de um Fluxo de Potência Ótimo, através de um programa de modelagem matemática e um *solver* comercial. O segundo avalia as possíveis topologias em termos de custos de investimento, representando o custo para a adição de novas linhas de transmissão CA ou CC, compensação shunt e dispositivos FACTS. As topologias candidatas são geradas e modificadas através do algoritmo de otimização da Evolução Diferencial (DE). O modelo proposto é utilizado em dois sistemas teste, uma versão modificada do sistema WSCC e uma versão modificada do sistema IEEE-118 barras.

Palavras-chave: Planejamento da Expansão da Transmissão. Modelo CA. Compensação Shunt. FACTS. Multi terminal CC. Evolução Diferencial. Redes Inteligentes.

Abstract

The growing world demand for electrical energy, the desire for environmentally less damaging energy and the need for a more reliable electrical system allowed significant technological advances in the electricity sector to occur. However, such advances introduced to increased complexity and created new challenges for the transmission expansion planning. If on the one hand the increasing penetration of renewable energy contributes to meet the demand, on the other hand, affects the entire network study. Direct current systems (DC) became a favorable option and viable to connect some of these sources of energy to consumer centers. In addition, the devices based on power electronics, began to be used to control the flow of energy, increase the transmission capacity, improve the stability and reliability of the system. All of these changes are possible if the transmission environment is highly controllable, smart grids. This control can be performed by the AC/DC converters and FACTS devices. Thus, new models of the network began to be developed and analyzed, aiming to represent the best of the constant changes in the system and the inclusion of equipment until now neglected, in many cases, in the modeling. It is up to the study of Transmission Expansion Planning, decide which is or which are the strategies that must be adopted to ensure, in a reliable and economic way, supply of energy to the consuming centers. This research work aims to, provide a more complete modeling of the electric system by including AC lines, DC links and FACTS devices as possible candidates in the process of the expansion planning. Instead of the usual simplifications of the network model, such as the DC model, the modeling adopted is the AC that allows to consider the Shunt compensation in the same expansion process, allowing more flexibility to the system expansion process. The TEP problem is divided in two, named here as the Operational Problem and the other, the Economic Problem. The former quantifies the load shedding and is solved by the Optimal Power Flow, through a mathematical modeling program and a commercial solver. The latter evaluates the possible topologies in terms of investment costs, representing the cost to add a new AC or DC transmission lines, Shunt compensation and FACTS devices. The candidate topologies are generated and modified through the Differential Evolution (DE) optimization algorithm. The proposed model is used in two test systems, a modified version of the WSCC system and a modified version of the IEEE-118 bus system.

Keywords: Transmission Expansion Planning. AC Model. Shunt Compensation. FACTS. Multi terminal DC. Differential Evolution. Smart Grids.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Esquemático de um Sistema CA/CC.	31
Figura 2 – Modelo da estação conversora VSC.	32
Figura 3 – Balanço de potência no conversor.	33
Figura 4 – Exemplo de uma curva de capacidade PQ do VSC.	35
Figura 5 – Two numerical solutions	37
Figura 6 – Representação do SVC como uma susceptância variável.	38
Figura 7 – Representação do TCSC.	39
Figura 8 – Modelo da linha de transmissão com TCSC.	39
Figura 9 – Diagrama de Venn para os conjuntos de Barras e Ramos do sistema.	41
Figura 10 – Estimativa de Custos dos dispositivos FACTS: SVC e TCSC.	46
Figura 11 – Exemplo: Dois indivíduos - Sistema com 3 barras.	48
Figura 12 – Método de Solução: Fluxograma.	54
Figura 13 – Sistema teste WSCC modificado.	56
Figura 14 – Sistema WSCC - Possíveis conexões CC.	59
Figura 15 – Sistema WSCC - Fluxo de potência.	60
Figura 16 – Sistema WSCC - Processo de convergência combinação b).	63
Figura 17 – Sistema IEEE-118 barras - Convergência para o Caso II, sem geração fixa.	74
Figura 18 – Diagrama Unifilar - Sistema IEEE-118 barras.	107

Lista de tabelas

Tabela 1 – Parâmetros típicos que compõem a impedância Z_{eq}	32
Tabela 2 – Ramos candidatos e custos.	57
Tabela 3 – Sistema WSCC - somente linhas CA.	57
Tabela 4 – Sistema WSCC - Linhas CA e Compensação Shunt.	58
Tabela 5 – Linhas CA.	58
Tabela 6 – Compensação shunt.	58
Tabela 7 – Sistema WSCC - Linhas CC candidatas.	59
Tabela 8 – Sistema WSCC - Resultados CA/MTDC	60
Tabela 9 – Sistema WSCC - Geração não despachável	61
Tabela 10 – Sistema WSCC - Candidatos a receber dispositivos FACTS.	61
Tabela 11 – Sistema WSCC - Resultado da Combinação a).	62
Tabela 12 – Sistema WSCC - Resultado da Combinação b).	63
Tabela 13 – Sistema WSCC - Resultado da Combinação c).	64
Tabela 14 – Sistema WSCC - Resultado da Combinação d).	64
Tabela 15 – Linhas CA candidatas - Sistema IEEE-118 barras.	66
Tabela 16 – Sistema IEEE-118 barras - Linhas CC candidatas.	67
Tabela 17 – Sistema IEEE-118 barras - Geração não despachável.	67
Tabela 18 – Sistema IEEE-118 Barras - Candidatos a receber dispositivos FACTS.	68
Tabela 19 – Sistema IEEE-118 barras - Caso I com geração fixa (Tabela 17)	68
Tabela 20 – Sistema IEEE-118 barras - Caso I sem geração fixa.	70
Tabela 21 – Sistema IEEE-118 barras - Caso II com geração fixa (Tabela 17).	71
Tabela 22 – Sistema IEEE-118 barras - Caso II sem geração fixa.	73
Tabela 23 – Sistema IEEE-118 barras - Caso II sem geração fixa ($\beta = \$1 \cdot 10^6$).	75
Tabela 24 – Sistema IEEE-118 barras - Sem gerador fixo e com $\gamma = \$1 \cdot 10^6/\text{MW}$	76
Tabela 25 – Dados dos Geradores - Sistema WSCC.	90
Tabela 26 – Dados das Cargas - Sistema WSCC.	90
Tabela 27 – Dados dos Ramos - Sistema WSCC.	91
Tabela 28 – SVC instalado- Sistema WSCC.	91

Tabela 29 – Dados - Sistema IEEE-118 barras.	92
Tabela 30 – Dados dos Ramos - Sistema IEEE-118 barras.	97

Lista de abreviaturas e siglas

PET	Planejamento da Expansão da Transmissão
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
SIN	Sistema Interligado Nacional
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission System
HVDC	High-Voltage Direct Current
MTDC	Multiterminal Direct Current
VSC	Voltage Source Converter
SVC	Static VAR Compensator
TCSC	Thyristor-Controlled Series Compensation
AMPL	Modeling Language for Mathematical Programming

Lista de símbolos

ν	Investimento total da expansão
Ω	Conjunto dos circuitos CA candidatos
Γ	Conjunto dos circuitos CC candidatos
Υ	Conjunto das barras CA candidatas a receber um dispositivo SVC
Ψ	Conjunto dos ramos CA candidatos a receber um dispositivo TCSC
\mathbb{B}	Conjunto de todas as barras do sistema
\mathbb{B}_{AC}	Conjunto de todas as barras CA
\mathbb{B}_{DC}	Conjunto de todas as barras CC
\mathbb{B}_{PQ}	Conjunto das barras PQ
\mathbb{B}_G	Conjunto das barras de geração
\mathbb{B}_C	Conjunto de todas as barras CA com um conversor CA/CC conectado
\mathbb{B}_D	Conjunto de todas as barras CC com um conversor CA/CC conectado
\mathbb{B}_{SVC}	Conjunto de todas as barras CA que possuem um dispositivo SVC conectado
\mathbb{R}	Conjunto de todos os ramos do sistema
\mathbb{R}_{AC}	Conjunto de todos os ramos entre barras CA do sistema
\mathbb{R}_{DC}	Conjunto de todos os ramos entre barras CC do sistema
\mathbb{R}_{TCSC}	Conjunto de todos os ramos que apresentam um dispositivo TCSC
χ	Custo total associado ao corte de carga

ρ	Corte de potência ativa
ϱ	Corte de potência reativa
α	Custo do corte de potência ativa
β	Custo do corte de potência reativa
γ	Custo relacionado a perda de potência ativa
G	Matriz condutância
B	Matriz susceptância
S	Potência aparente
P_g	Geração de potência ativa
Q_g	Geração de potência reativa
P_d	Demanda de potência ativa
Q_d	Demanda de potência reativa
I	Corrente elétrica
r	Resistência da linha
b	Reatância da linha
U	Magnitude de tensão
θ	Ângulo de tensão
P_C	Potência ativa do lado CA do conversor
Q_C	Potência reativa do lado CA do conversor
P_{DC}	Potência ativa do lado CC do conversor
P_{loss}	Perda de potência ativa no conversor
Q_{SVC}	Potência reativa do SVC
X_{TCSC}	Reatância do TCSC
I_C	Corrente através das válvulas do conversor VSC
C_{SVC}	Custos de instalação de dispositivos SVC
C_{TCSC}	Custos de instalação de dispositivos TCSC

c_{VSC}	Custo fixo associado a instalação de um novo conversor VSC
$P_{p_{linhas_{km}}}$	Perda de potência ativa no ramo km
$P_{p_{total}}$	Perda total de potência ativa
$\overline{\square}$	Valor máximo
$\underline{\square}$	Valor mínimo
\square_k	Na/Da barra k
\square_{km}	Entre as barras $k - m, k \neq m$

Sumário

Sumário	17
1 INTRODUÇÃO	19
1.1 Planejamento da Expansão da Transmissão	21
1.2 Organização do Trabalho	22
2 MODELOS E TÉCNICAS DE SOLUÇÃO USADOS NO PET	23
2.1 Características dos Modelos	23
2.1.1 Planejamento CA/CC	25
2.2 Métodos de Solução	26
3 MODELAGEM DO PET	29
3.1 Modelo da rede CA	29
3.2 Modelo da rede CC	30
3.3 Conversores VSC	31
3.3.1 Relações de potência e tensão entre as redes CA e CC	32
3.3.2 Capacidade do VSC	34
3.4 Dispositivos FACTS	35
3.4.1 Static VAR Compensator - SVC	36
3.4.2 Thyristor Controlled Series Compensator - TCSC	38
3.5 Interações CA/MTDC e FACTS	40
4 FORMULAÇÃO E METODOLOGIA	42
4.1 Formulação	42
4.1.1 Restrições do problema Operacional	42
4.1.1.1 Restrições de Igualdade	42
4.1.1.2 Restrições de Desigualdade	43
4.1.2 Função matemática do problema Operacional	44
4.1.3 Função Objetivo: O problema Econômico	44
4.2 Metodologia	47
4.2.1 Terminologias e Evolução Diferencial	47
4.2.1.1 População e Indivíduos	47

4.2.1.2	Evolução Diferencial	48
4.2.1.2.1	Evolução Diferencial básica:	49
4.2.1.3	Corte de Carga	51
4.2.2	Implementação do Modelo	53
5	TESTES E RESULTADOS	55
5.1	Sistema modificado WSCC	55
5.1.1	Teste I	56
5.1.2	Teste II	58
5.1.3	Teste III	58
5.1.4	Teste IV	61
5.2	Sistema modificado IEEE-118 barras	65
5.2.1	Teste Adicional: Perdas de Potência Ativa no Sistema	76
5.3	Conclusão parcial - Sistema WSCC e IEEE-118 barras	78
6	CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS	79
6.1	Sugestões para trabalhos futuros	80
6.2	Publicações resultantes deste trabalho	80
	REFERÊNCIAS	82
	 APÊNDICES	 89
	APÊNDICE A – DADOS DOS SISTEMAS TESTADOS	90
A.1	Dados do Sistema WSCC	90
A.2	Dados do Sistema IEEE-118 barras	92

Introdução

A constante flexibilização e modernização do sistema elétrico em conjunto com a crescente demanda de energia, os avanços tecnológicos e o forte desejo por fontes renováveis tem influenciado e alterado significativamente as operações e o planejamento do tradicional sistema de energia. De acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) a demanda brasileira suprida pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) deverá apresentar um crescimento médio anual de 4% (1) entre os anos de 2016 e 2020, enquanto que a demanda mundial até o ano de 2040 sofrerá uma elevação em cerca de 70% (2). Do lado da geração de energia no Brasil, estima-se um acréscimo de 55% na oferta de eletricidade no decênio 2015-2024 (3), ao passo que em uma esfera global projeta-se um crescimento entre 123 a 150% da geração até 2050 (4), com grande destaque para as fontes renováveis. Assim, a forma de gerar e transmitir a energia passam a ganhar novos olhares e atenção no que diz respeito a complexidade, eficiência, confiabilidade e preocupação sócio-ambiental.

Dentro desse novo cenário de mudanças, a alteração do fluxo de energia na rede existente e a dificuldade de conexão dos recursos renováveis a rede principal constituem-se como iminentes problemas. O primeiro, causado pelo aumento da demanda, tende a ocasionar sobrecargas e problemas de estabilidade, levando então a uma possível violação do critério de confiabilidade. Enquanto o segundo, relaciona-se com a distância entre os centros consumidores e as fontes renováveis, instaladas normalmente em áreas remotas ou muito afastadas, exigindo estudos e mecanismos mais sofisticados para transmitir a energia e principalmente integrar a fonte ao sistema. Para lidar com esses desafios, o uso de tecnologias em Corrente Contínua em Alta Tensão ou *High Voltage Direct Current* (HVDC) e os dispositivos baseados em eletrônica de potência, conhecidos por FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission System*), tornaram-se imprescindíveis por três razões principais: i) integração, ii) interligação e iii) controle. Fornecem as características necessárias para evitar problemas técnicos em sistemas de energia pesadamente carregados, aumentando a capacidade de transmissão e a estabilidade do sistema muito eficientemente,

além de ajudar na prevenção de distúrbios em cascata.

O HVDC possibilita a transmissão econômica de grandes blocos de energia em longas distâncias e a integração/interligação entre sistemas assíncronos, como por exemplo a conexão entre parques eólicos e o sistema CA principal. Resumidamente então, permite que energias renováveis sejam redistribuídas, que interconexões entre países ocorram e que haja um transporte eficiente de energia. Também, a transmissão em corrente contínua possibilita menores perdas devido a eliminação do efeito pelicular e o fenômeno de indutância entre linhas (efeito de proximidade). Adicionalmente, as interligações HVDC oferecem um elevado grau de controle de potência ativa graças aos conversores (5), que pertencem a categoria dos dispositivos FACTS. Por exemplo, o conversor VSC (*Voltage Source Converter*) fornece uma tensão CC constante e a corrente é controlada para alterar o fluxo de potência. Os dispositivos FACTS realizam alterações nas características das redes e permitem maior flexibilidade e controle (6), viabiliza a transmissão CA em longas distâncias e ainda resolve problemas técnicos relacionados a interconexão. No Brasil, os benefícios técnicos dos FACTS já são uma realidade, sendo explorados e levados em consideração, como apontado em (7).

Para manipular e minimizar as inúmeras incertezas e perturbações trazidas por esses novos conceitos e aplicações, são esperadas e necessárias redes mais “inteligentes”, as chamadas *Smart Grids*. Dotadas de recursos de tecnologia da informação, telecomunicações, sensoramento e um alto nível de automação, as redes inteligentes visam ampliar a eficiência operacional, controlar o fluxo de energia, aumentar a confiabilidade, minimizar custos de operação, manutenção e até mesmo realizar sua auto recuperação (*self-healing*) em caso de falhas na rede elétrica (8). As redes inteligentes então, devem/deverão lidar com uma grande quantidade fontes diversas de energia distribuídas na rede, fluxos de energia multidirecionais, respostas rápidas às variações de demandas e aos intercâmbios de energia, ou seja, uma rede extremamente complexa. Isto implica que o planejamento e a operação do sistema precisam ser aproximados e as metodologias utilizadas devem incorporar:

- Ferramentas de planejamento que permitam abordar problemas multi objetivos, muitas vezes conflitantes e contrastantes;
- Riscos oriundos de cenários incertos;
- Avaliação da confiabilidade em todos os aspectos do planejamento.

De acordo com (9, 10, 11, 12) a integração de sistemas HVDC, dispositivos FACTS e as Redes Inteligentes possui um papel importante no atual e futuros sistemas de energia elétrica. Sob o ponto de vista matemático porém, tais mudanças contemporâneas trazem um novo conjunto de variáveis e restrições, que ao serem incorporadas ao modelo da rede elevam a complexidade do problema do Planejamento da Expansão da Transmissão

(PET). O objetivo do PET é obter um plano de expansão da transmissão ou reforços em um determinado futuro, atendendo a demanda de modo a manter a confiabilidade do sistema de energia, maximizar o bem estar social, minimizar impactos ambientais, além de apresentar uma boa relação de custo benefício (13, 14, 15). Assim, o problema PET é um processo de tomada de decisão complicado que requer uma análise abrangente para determinar o tempo, localização, tipo e número de reforços necessários no sistema de transmissão.

1.1 Planejamento da Expansão da Transmissão

O Planejamento de Expansão de Transmissão é um desafio multidisciplinar amplamente estudado a partir do trabalho de Garver (16) na década de 70. Abrange objetivos financeiros com restrições regulatórias, além do realismo técnico. Quando formulado, o PET pode ser um problema de otimização multi-estágio, inteiro misto, não linear e ainda não convexo. O objetivo principal do PET é expandir os sistemas de energia existentes para capacitá-los a atender a crescente demanda por energia, acomodar novos tipos de fontes renováveis de energia, bem como possibilitar o intercâmbio de energia entre sistemas. De acordo com o discutido em (17), o PET pode ser analisado a partir de diferentes perspectivas e aspectos, como por exemplo, modelagem e métodos de solução.

Deste modo, o PET é tido como uma das tarefas mais difíceis para as empresas do setor elétrico, já que envolve a atualização do Sistema de Transmissão e Distribuição, podendo também se estender as capacidades de Geração do sistema. Consequentemente, a modelagem de um sistema de energia elétrico apresenta muitos desafios, envolvendo a representação de vários subsistemas e as suas interações, incluindo o lado da geração, o lado da demanda, os mercados da eletricidade e os sistemas de transmissão e distribuição. Existem ainda inúmeras restrições que devem ser satisfeitas, como limites de tensão, frequência, capacidades das linhas, dentre outras. Com toda a transformação do sistema atual de eletricidade, mesmo com uma rede cada vez mais inteligente, a tarefa de representar o sistema através de um modelo matemático torna-se ainda mais árdua.

Embora não haja evidências suficientes e um consenso definitivo quanto ao melhor modelo para representar e solucionar o problema do PET, é certo que o atual cenário de mudanças do sistema começa a trazer inúmeros questionamentos quanto as simplificações de seu modelo, como o modelo CC, dado a baixa qualidade das soluções que possam oferecer em determinadas situações ou a necessidade de uma abrangente revisão pelo planejador antes da tomada de decisão. De acordo com as referências (13) e (18) o simples fato de um sistema apresentar fontes de energia renováveis não controladas já torna o uso do modelo CA mais interessante e apropriado para a resolução do PET.

Então, esse novo universo do sistema elétrico, com todas as suas novas particula-

ridades e avanços tecnológicos, como FACTS e HVDC por exemplo, cria uma situação favorável ao desenvolvimento de modelos e métodos que sejam capazes de representar e resolver o problema PET de forma mais real possível. É nessa área que esse trabalho de pesquisa se encaixa e traz contribuições importantes ao problema do Planejamento da Expansão da Transmissão. Assim, as contribuições e objetivos do trabalho são os descritos a seguir:

- Prover uma formulação CA do problema PET, que forneça uma modelagem e resultados mais próximos da realidade e considere a incorporação de sistemas VSC-MTDC, dispositivos FACTS e o planejamento de potência reativa no mesmo processo de planejamento.

1.2 Organização do Trabalho

O trabalho está organizado como segue. O Capítulo 2 traz os modelos e técnicas de solução mais utilizadas para a solução do problema do planejamento da transmissão. Na sequência, a modelagem do PET utilizada nesse trabalho é descrita e as equações da rede CA, CC, conversor SVC e dispositivos FACTS são apresentadas. O Capítulo 4 utiliza a modelagem apresentada no capítulo anterior para formular o problema propriamente dito, ou seja, o problema operacional e o problema econômico. Também, nesse capítulo a metodologia de resolução do PET é discutida. Os testes e resultados são mostrados e descritos no Capítulo 5. Por fim, as considerações finais e os dados das redes teste utilizadas são apresentados no Capítulo 6 e no Apêndice A, respectivamente.

Modelos e Técnicas de solução usados no PET

2.1 Características dos Modelos

A maioria dos estudos sobre planejamento da expansão de sistemas de transmissão emprega o modelo simplificado CC ou algumas aproximações, enquanto a modelagem CA tem sido proposta especialmente em novos estudos.

No modelo CC apresentado em (19) e (20) todo o sistema deve atender as duas leis de Kirchhoff, representando assim um problema de programação não linear altamente complexo. Devido a essa não linearidade, modelos intermediários foram desenvolvidos, tal como o modelo linear disjuntivo (21, 22), que transforma o modelo CC não linear em um Modelo Linear Inteiro Misto, evitando a não linearidade da segunda lei de Kirchhoff (23, 24). Além do modelo linear disjuntivo, para uma análise estática do problema PET são utilizados outros modelos simplificados e bem conhecidos na literatura como os modelos de transportes, modelos híbridos e modelos CC, entre outros (25). Todos eles têm sido utilizados para atingir uma topologia primária em uma primeira etapa. Subsequentemente, a rede com a topologia definida anteriormente é então analisada com relação as outras restrições operacionais e somente ao fim dessa fase se obtém o resultado para o planejamento.

Em geral, para todos esses modelos simplificados o cálculo do fluxo de potência não apresenta problemas de convergência. Entretanto, algumas desvantagens podem ser atribuídas a eles:

- A potência reativa é omitida, bem como a amplitude da tensão. Como resultado, apenas a potência ativa aproximada em cada linha e o ângulo de tensão em cada barramento são obtidos, ao invés das informações exatas do sistema em termos de potência ativa, potência reativa, amplitude de tensão e ângulo de tensão;
- Na maioria dos casos, a perda de energia no modelo CC é ignorada, com base no

pressuposto de que a perda de linha é limitada e pode ser desconsiderada. No entanto, esta suposição pode trazer problemas para a expansão da transmissão a longo prazo, onde as perdas de linha podem desempenhar um papel muito importante durante um longo horizonte de planejamento;

- O plano de expansão obtido através do modelo CC, normalmente, não pode ser implementado diretamente na prática. O plano obtido precisa ser verificado e reforçado usando a simulação do modelo CA.

Cabe ainda ressaltar, que em muitos casos a questão não é a falta de capacidade de transmissão propriamente dita, mas sim o fato de que a energia não pode ser redirecionada através das linhas que apresentam capacidade disponível. Situação esta que leva a utilização desses modelos a esbarrarem em um obstáculo: dispositivos como os FACTS, capazes de realizar uma melhor utilização do sistema de transmissão existente e aumentar artificialmente a capacidade de transferência não são possíveis de serem incorporados aos modelos CC (26).

Diante dessas importantes e potenciais limitações do modelo CC, a formulação CA passa a ser atribuída vários benefícios, como por exemplo:

- No modelo CA, a potência reativa pode ser considerada, isto é, o planejamento reativo pode ser realizado em conjunto com o PET;
- O problema trazido por ignorar as perdas elétricas pode ser eliminado, uma vez que as perdas podem ser totalmente consideradas no modelo CA;
- Dispositivos com características também não lineares, como os FACTS, podem ser incorporados no modelo CA;
- Mais estudos podem ser realizados com o auxílio do modelo CA, tais como a análise de estabilidade de tensão, a análise de confiabilidade, dentre outros.

Embora o modelo CA tenha muitas e significativas vantagens sobre o modelo CC, ele também apresenta algumas desvantagens, que estão relacionadas com a complexidade computacional. Em (27), por exemplo, emprega-se o modelo CA da rede para realizar o planejamento, levando em conta compensação shunt em um processo único. No entanto, a natureza discreta inserida pela compensação shunt levou a uma explosão combinatorial afetando, em alguns casos, a qualidade das soluções. Ao modelo CA ainda são conferidas as seguintes desvantagens:

- É um problema não-linear de grande porte e não convexo, necessitando de enormes esforços computacionais para resolvê-lo. A não convexidade implica que a solução ótima global não pode ser garantida por nenhuma técnica computacional;

- O modelo CA tende a ser mais demorado para ser resolvido, além de poder apresentar problema da convergência;
- São necessárias técnicas de resolução eficientes.

Mesmo com tais inconvenientes, as sucessivas mudanças no setor elétrico (sejam de ordem econômica e/ou tecnológica) e as vantagens citadas anteriormente têm impulsionado um recente interesse pelo modelo CA. Pesquisas como (26, 28, 29, 30) e 31 já incorporam ao problema as equações completas de fluxo de potência CA.

2.1.1 Planejamento CA/CC

A geração renovável e os recursos distribuídos estão se tornando cada vez mais presentes devido às suas vantagens e a um intenso suporte regulatório. Aliado a essa nova disponibilidade de recursos, estão dispositivos e tecnologias capazes de realizar controles e aumentar a capacidade no sistema, como os conhecidos FACTS e os *links* HVDC.

Para efetivamente integrar a transmissão CC com sistemas CA, um modelo PET abrangente deva ser desenvolvido para quantificar os benefícios de tais projetos de expansão. No entanto, ainda que existam numerosas publicações sobre o planejamento da expansão de sistemas de transmissão CA, poucos estudos abordam o PET CA/CC. O número limitado de estudos CA/CC se deve especialmente a complexidade imposta ao PET pelos *links* HVDC, uma vez que novas abordagens de fluxo de energia são necessárias para o planejamento da expansão da transmissão CA/CC (32). Além disso, a modelagem dos *links* HVDC com base em diferentes tecnologias de conversão é difícil.

O problema PET foi investigado a partir de diferentes pontos de vista na literatura, utilizando várias funções objetivas, métodos, restrições e horizontes de planejamento (17, 33, 29). Sendo os principais objetivos desses trabalhos minimizar os custos e os impactos ambientais, além de maximizar a confiabilidade do sistema. No entanto, a viabilidade de usar a tecnologia HVDC no problema PET foi negligenciada pelas referências acima mencionadas, dentre outras. Portanto, é necessário investigar o custo e os efeitos da linha de transmissão HVDC sobre o problema PET.

As questões básicas para o planejamento da tecnologia HVDC são investigadas em (34). Em (35), uma metodologia é apresentada para otimizar os investimentos em equipamentos usando a tecnologia HVAC/HVDC. A minimização do custo da capacidade total é considerada como função objetivo. Um critério baseado na capacidade de injeção de potência foi escolhido para encontrar a melhor topologia do sistema de transmissão e a tecnologia a ser adotada. Em (36), é utilizado um modelo híbrido CA/CC do problema PET do ponto de vista da segurança e da economia. O modelo proposto procura justificar o custo de instalação de sistemas HVDC em comparação com os sistemas de transmissão CA existentes. Em (37) os *links* HVDC são introduzidos candidatos ao problema PET,

objetivando a redução dos custos de investimentos e as perdas de potência. Embora o trabalho indique que o modelo CA é utilizado, as restrições de potência reativa usadas em um modelo CA não são empregadas. Propostas HVDC e HVAC com restrições de segurança e custo de operação do sistema são consideradas no trabalho (38), porém um modelo linearizado é empregado para resolver o PET.

Assim, este trabalho de pesquisa apresenta contribuições significativas ao realizar em um mesmo processo de planejamento a viabilidade do uso do HVDC, dos dispositivos FACTS e a compensação de reativos, sem no entanto, linearizar as equações do modelo CA.

2.2 Métodos de Solução

Poderosos *hardwares* de processamento (39) e a redução de seus custos ao longo das últimas décadas (40) levaram a uma alteração na abordagem e formulação do problema PET. A precisão, bem como a complexidade dos modelos aumentaram, produzindo resultados mais confiáveis e pseudo-ótimos. Os métodos de solução empregados no PET são geralmente classificados em três categorias principais:

Modelos Matemáticos: A vasta literatura especializada sobre o problema PET é dominada pela Programação Linear Inteira Mista (PLIM), que incorpora um modelo de rede CC, tornando o problema convexo como nas referências (15, 41, 42). No entanto, métodos como a Programação Linear (PL) (43) e Programação Quadrática (PrQ) (44) também podem ser encontrados dentro das técnicas convexas de otimização. Já as técnicas que consideram a não convexidade do problema incluem a Programação Não Linear (PNL) (45, 46) e a Programação Não Linear Inteira Mista (PNLIM) (47). É possível ainda utilizar técnicas que exibem características mistas como a Programação Dinâmica (48, 49), Técnicas de Decomposição como a decomposição de Benders (50, 51) e métodos *Branch and Bound* (BB) (52, 53, 54).

Uma das maiores vantagens de todos esses métodos se relaciona com a solução obtida, geralmente exata. Se o problema é totalmente convexo, a otimalidade global é garantida dentro de um tempo de simulação finito. No entanto, o uso de tais métodos de solução em sistemas de energia complexos pode ser às vezes complicado. A natureza não convexa e todas as particularidades do problema PET agregam grandes inconvenientes a qualquer tipo de modelo matemático. Abordagens matemáticas podem garantir um ótimo local, mas não necessariamente um ótimo global. Este último pode ser alcançado apenas para casos simplificados, como ocorre em modelos DC. Além disso, um processo de inicialização bastante complexo é geralmente necessário, criando um extensivo esforço computacional.

Heurísticas: Ao invés de um procedimento matemático clássico, as heurísticas tentam solucionar o problema por meio de uma abordagem de tentativa e erro. Na busca por minimizar a violação das restrições operacionais, através da orientação de regras lógicas ou sensibilidades, as heurísticas geram, selecionam e avaliam soluções (cenários de expansão) até o ponto em que nenhuma solução melhor possa ser alcançada. Em (55), um algoritmo heurístico construtivo é usado para resolver o problema do Planejamento da expansão da rede de transmissão de curto prazo. Em cada passo do algoritmo é utilizado um índice de sensibilidade para adicionar um circuito (linha de transmissão ou transformador) ou um banco de capacitores (fixo ou variável) ao sistema. Já em (56), fatores de sensibilidade derivados de uma função sigmóide são usados para tratar a natureza discreta do problema. A função sigmóide é incluída em um algoritmo de fluxo de potência ótimo e uma técnica de programação contínua não linear, como o método de ponto interior primal-dual, é aplicado.

Em comparação com os modelos matemáticos, os heurísticos são mais fáceis de serem modificados se uma nova restrição é adicionada. Também, apresentam a capacidade de fornecer uma solução viável economicamente sem muita carga computacional. Contudo, mesmo que os modelos heurísticos sejam uma alternativa interessante para o problema PET, as soluções obtidas podem ser aprisionadas em ótimos locais, o que significa que uma solução matemática ótima global não pode ser absolutamente garantida, uma vez que nenhum indicador matemático é aplicado quando a solução de planejamento é gerada. Não conseguem sequer indicar o quão próxima a solução está do ótimo global.

Metaheurísticas: As abordagens metaheurísticas simulam a seleção de melhores candidatos através de um espaço de busca de soluções, principalmente com base em comportamentos encontrados na natureza. Eles combinam características de ambos os modelos matemáticos e heurísticos. Tido como apropriados para problemas não convexos e aqueles em que ocorre uma explosão combinatorial, sua aplicação no problema PET se tornou comum, sendo encontrado facilmente na literatura. Embora não possa ser garantido a otimalidade global da solução encontrada, ainda é atribuído às metaheurísticas uma potencial capacidade de escapar de soluções ótimas locais, devido a uma exploração estrutural do problema, o que tende a evitar a convergência prematura (57). A boa convergência porém, depende de um conhecimento prévio de cada função objetivo, bem como de sequências iniciais de boa qualidade para orientar a busca por melhores soluções. É também necessária uma combinação com outra abordagem para a avaliação das soluções obtidas. Por outro lado, as metaheurísticas são algoritmos relativamente simples que têm demonstrado potencial de resolver problemas extremamente complexos em um período razoável de tempo.

Dentro dessa área, destacam-se os algoritmos evolutivos e os de enxame. O primeiro

engloba, por exemplo, os Algoritmos Genéticos (AG) e a Evolução Diferencial (ED), enquanto o método do Enxame de Partículas, mais conhecido por *Particle Swarm Optimisation* (PSO) e o algoritmo de Otimização por Colônia de Formigas (ACO - *Ant Colony Optimization*) enquadram-se na otimização por enxame. Em (58), por exemplo, um algoritmo genético especializado, conhecido por Algoritmo Genético de Chu-Beasley, foi utilizado para resolver dois modelos matemáticos do PET, considerando a incerteza na demanda. Enquanto que os autores em (59) resolveram, utilizando o modelo CA da rede, o problema PET estático com compensação de energia reativa através de uma aplicação especializada da Evolução Diferencial melhorada. Já (27) e (60) propõem respectivamente o uso do PSO e do ACO para resolver o complicado problema de otimização não-linear inteiro misto do PET.

Modelagem do PET

O problema do Fluxo de Potência Ótimo foi formulado pela primeira vez nos anos 60 (61), a partir do problema de despacho econômico, mostrando-se um problema muito difícil de ser resolvido. Atualmente, o FPO é comumente usado no planejamento de operação e expansão do sistema de energia elétrica como uma ferramenta poderosa na obtenção de estados ótimos de operação do sistema. O objetivo do FPO é encontrar um ponto de operação em estado estacionário que minimize o custo da geração de energia elétrica, ao mesmo tempo que satisfaz as restrições operacionais e a demanda. O problema pode ser formulado como um problema de programação não-linear (PNL), no qual algumas restrições e possivelmente a função objetivo são não-lineares. Essa não linearidade e o número de variáveis fazem com que muitos trabalhos optem por versões linearizadas ou aproximadas do problema, mais simples e rápidas de serem resolvidas.

O número de variáveis de decisão cresce a medida que novas alternativas para controlar o fluxo de potência, tais como os *FACTS* e as redes MTDC, são adicionadas ao sistema CA principal. Essa adição de variáveis conduz a novos desafios ao fluxo de potência, sendo uma das maiores preocupações dos operadores do sistema garantir de forma confiável o fluxo de energia dos geradores para as cargas. Por outro lado, a inclusão dessas variáveis eleva significativamente a controlabilidade do sistema, uma vez que os fluxos de potência ativa e reativa podem ser controlados em cada conversor e pelos dispositivos *FACTS*.

3.1 Modelo da rede CA

A formulação padrão dos sistema CA é utilizada nesse trabalho, assim, dado a existência de uma vasta literatura sobre a modelagem do sistema CA, sua explicação não é realizada em detalhes. Descrições mais aprofundadas e análises das equações utilizadas podem ser encontradas em (20, 62, 63, 64, 65).

Na formulação CA clássica, os fluxos de potência ativa e reativa e as injeções de potência em uma rede de N -barras são modelados por equações não-lineares, que são

funções de tensões nodais e da topologia do sistema. Restrições operacionais, tais como limites de tensão para cada barra, geração e limites de fluxo de potência são incluídos para preservar as limitações físicas do sistema.

As injeções de potência P_{CA_k} e reativa Q_{CA_k} na barra k são definidas por:

$$P_{CA_k} = U_k \sum_{m \in N} U_m \cdot [G_{km} \cdot \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \cdot \sin(\theta_k - \theta_m)] \quad (3.1)$$

$$Q_{CA_k} = U_k \sum_{m \in N} U_m \cdot [G_{km} \cdot \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cdot \cos(\theta_k - \theta_m)] \quad (3.2)$$

onde N é o conjunto de barras vizinhas a barra k , incluindo a própria barra k . G_{km} e B_{km} são elementos da matriz de admitância nodal. U e θ são magnitudes de tensão e ângulos de fase, respectivamente. As Equações (3.3) e (3.4) correspondem ao balanço de potência entre geração e a carga na barra k , enquanto (3.5) e (3.6) descrevem o fluxo de potência ativa e reativa entre as barras k e m ($k \neq m$).

$$P_{CA_k} = P_{gen_{CA_k}} - P_{load_{CA_k}} \quad (3.3)$$

$$Q_{CA_k} = Q_{gen_{CA_k}} - Q_{load_{CA_k}} \quad (3.4)$$

$$P_{km} = U_k^2 G_{km} - U_k U_m G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) - U_k U_m B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) \quad (3.5)$$

$$Q_{km} = -U_k^2 (B_{km} + B_{km}^{sh}) + U_k U_m B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) - U_k U_m G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) \quad (3.6)$$

3.2 Modelo da rede CC

No estado estacionário, o fluxo de potência na rede CC é ditado pela resistência da linha e diferença na magnitude da tensão nas extremidades da respectiva linha. O fluxo de potência ativa em uma linha CC da barra k para a m é expresso pela Equação (3.7), onde r_{km} é a resistência da linha entre as barras e as tensões são dadas por U_{DC_k} e U_{DC_m} .

$$P_{CC_{km}} = 2 \cdot U_k \cdot (U_{CC_k} - U_{CC_m}) / (r_{km}) \quad (3.7)$$

Considerando que os cabos da rede CC apresentam uma estrutura bipolar o fator 2 na Equação (3.7) é inserido (66). Expandindo essa equação é possível descrever a injeção de potência ativa na barra CC k como segue:

$$P_{CC_k} = 2 \cdot U_{CC_k} \sum_{m \in \Psi} (U_{CC_k} - U_{CC_m}) / (r_{km}) \quad (3.8)$$

Onde Ψ é o conjuntos de barras CC adjacentes a barra CC k . Similarmente a rede CA, o balanço de potência na rede CC deve ser satisfeito de acordo com:

$$P_{gen_{DC_k}} - P_{load_{DC_k}} - P_{DC_k} = 0 \quad (3.9)$$

Com $P_{gen_{DC_k}}$ e $P_{load_{DC_k}}$ sendo a geração de potência ativa e o consumo na barra k .

3.3 Conversores VSC

Os conversores, estações conversoras ou unidades conversoras conectam as redes CA as redes CC, podendo operar assim, tanto no modo retificador como no modo inversor, permitindo que a energia ativa flua em ambos os sentidos.

Este trabalho assume que uma rede CA está conectada a uma rede MTDC através de n conversores VSC com suas impedâncias equivalentes Z_{eq} , exemplificado pela Figura 1.

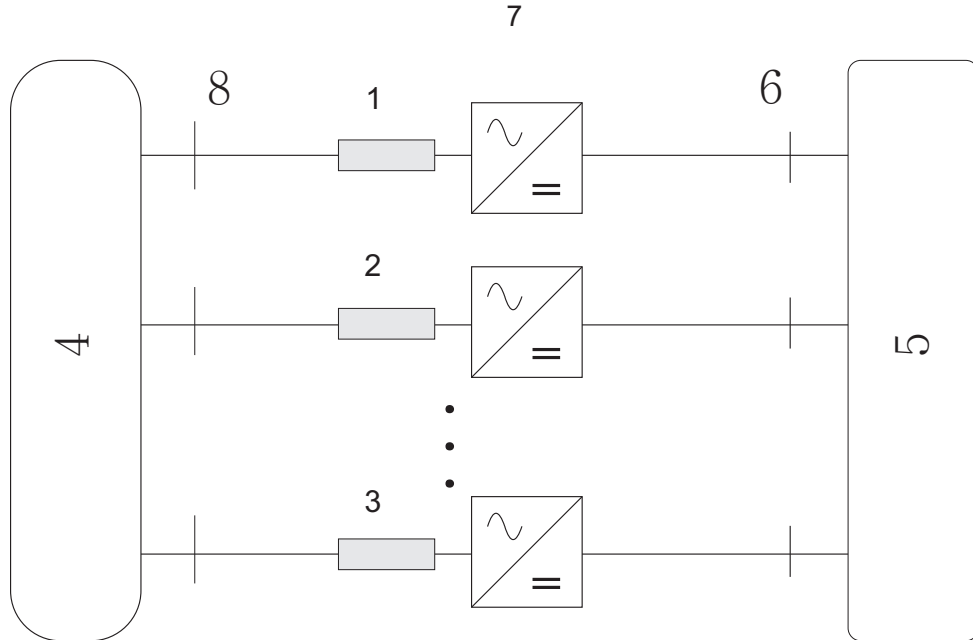


Figura 1 – Esquemático de um Sistema CA/CC.

Para os conversores, o modelo do VSC mostrado na Figura 2 consiste de um transformador de acoplamento (representado pela impedância Z_{tf}) que conecta o lado CA

a estação conversora, um filtro Z_{filter} e reatores de fase Z_C também conectados ao lado CA do conversor. A impedância Z_{eq} é composta por essas três impedâncias citadas. Duas barras adicionais F e C são inseridas do lado CA de cada conversor, sendo a primeira necessária para a conexão do filtro CA e a segunda representando os terminais do conversor. Os Conversores Modular Multi Nível (MMC - *Modular Multi-level Converter*), reduzem significativamente a necessidade de filtros. Desta maneira, esses pequenos filtros (Z_{filter}) podem ser omitidos para cálculos em estado estacionário (67). Essa mesma consideração é realizada nesse trabalho.

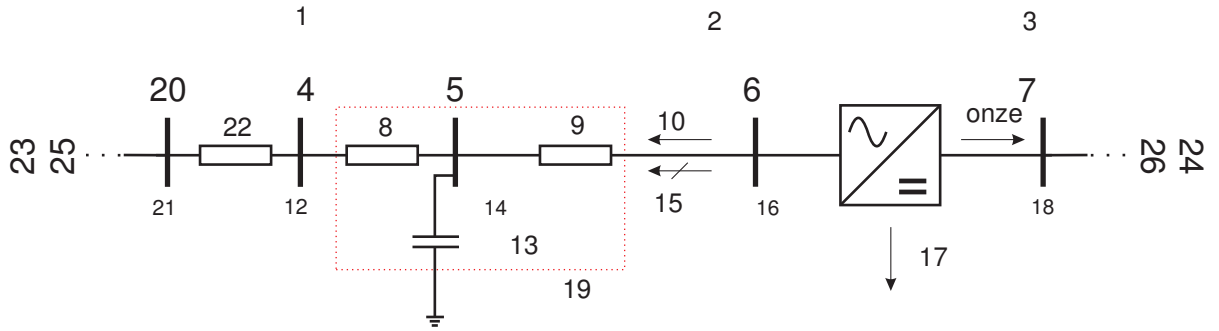


Figura 2 – Modelo da estação conversora VSC.

Os valores típicos dos parâmetros que compõem Z_{eq} podem ser encontradas em (68), sendo aqui apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1 – Parâmetros típicos que compõem a impedância Z_{eq} .

Parâmetro	Valor em p.u
$Z_C = R_C + jX_C$	$0,0001 + j0,02$
$Z_{tf} = R_{tf} + jX_{tf}$	$0,0001 + j0,01$
$B_{filter} = Im\{1/Z_{filter}\}$	2

A modelagem matemática da estação VSC pode ser dividida em duas partes: a) relações de potência e tensão entre os lados CA e CC e b) restrições de capacidade do VSC. As variáveis de controle relacionadas ao conversor são as injeções de potência ativa P_C e reativa Q_C na barra C , além da tensão do lado CA (U_C/θ_C).

3.3.1 Relações de potência e tensão entre as redes CA e CC

Sendo destinada a transmitir a potência ativa recebida do lado CA (P_C) para o lado CC (P_{DC}^C), a estação conversora VSC apresenta perdas (P_{loss}), fazendo com que a potência ativa transmitida para o lado CC seja menor do que a recebida pelo lado CA do conversor. Considerando positivo o valor das potências que deixam o conversor, como

mostrado na Figura 3, o balanço de potência entre os lados do conversor é calculado então pela Equação (3.10).

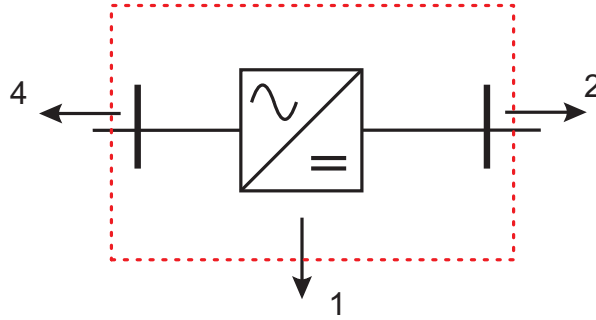


Figura 3 – Balanço de potência no conversor.

$$P_C + P_{DC}^C + P_{loss} = 0 \quad (3.10)$$

As perdas de potência P_{loss} são calculadas utilizando uma função geral, dependente da corrente I_C do reator de fase (69, 32). Três componentes de perdas k_0 , k_1 e k_2 são introduzidas e correspondem as perdas sem carga, perdas relacionadas diretamente a I_C e as perdas quadraticamente dependentes de I_C , respectivamente.

$$P_{loss} = k_0 + k_1 I_C + k_2 I_C^2 \quad (3.11)$$

A corrente I_C é calculada por

$$I_C = \frac{\sqrt{P_C^2 + Q_C^2}}{\sqrt{3}U_C} \quad (3.12)$$

Sendo os valores dos coeficientes iguais a $k_0 = 11,00331 \times 10^{-3}$, $k_1 = 3,464 \times 10^{-3}$ e $k_2 = 5,5335 \times 10^{-3}$, baseados em (69, 70).

Já com relação a tensão nas barras adjacentes a um conversor CA/CC, também há limites para garantir a proteção contra sobretensão do equipamento. A fim de evitar os harmônicos devido à sobremodulação do VSC, existe uma tensão CA máxima obtida a partir de uma dada tensão CC no outro lado do conversor, como sugerido em (71). Assim, a relação de tensão, em Volts, entre a barra CA e CC do VSC pode ser equacionada por:

$$\bar{U}_C = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} U_{DC} \quad (3.13)$$

Ao considerar a operação bipolar do VSC, o fator 2 do denominador é cancelado com a dupla tensão CC. De acordo com (68) e (72) se as tensões nominais CC e CA forem

ambas ajustadas em 1 pu, a Equação (3.13) pode ser reescrita na forma por unidade, onde o fator de relação de tensão (k_V) é definido pela máxima tensão CA permitida. O equilíbrio de tensão entre os dois lados do VSC é definido então pela Equação (3.14). Ainda de acordo com (68), se não for necessária uma sobremodulação, o fator de relação de tensão máxima k_V através de um VSC pode ser ajustado para 1,1 pu, valor esse adotado nesse trabalho.

$$\bar{U}_C = k_V U_{DC} = 1,1 U_{DC} \quad (3.14)$$

3.3.2 Capacidade do VSC

As corrente através do conversor VSC e a tensão CC são as variáveis que limitam o funcionamento e a capacidade do próprio conversor. O produto da corrente máxima \bar{I}_C com a tensão CC produz a potência aparente máxima através do VSC.

$$|S_C| \leq |U_C \bar{I}_C| \quad (3.15)$$

Podendo (3.15) ser reescrita em termos das potências ativa e reativa:

$$\sqrt{P_C^2 + Q_C^2} \leq |U_C \bar{I}_C| \quad (3.16)$$

Detalhes construtivos, configurações de um VSC e valores para \bar{I}_C podem ser encontrados no manual (73). Ao assumir que a condutância do reator de fase é muito menor do que sua susceptância, a máxima potência reativa do VSC é definida como:

$$\bar{Q}_C = -b_C (\bar{U}_C)^2 + b_C \bar{U}_C U_F \cos(\theta_C - \theta_F) \quad (3.17)$$

A restrição de potência reativa mínima do VSC é expressa por (3.18), sendo o fator k_Q vinculado aos requisitos específicos de cada projeto. Neste estudo, k_Q é assumido como um valor fixo, uma porcentagem da potência nominal, como mostrado na Figura 4.

$$\underline{Q}_C = -k_Q S_{nom} \quad (3.18)$$

Todas essas restrições ao serem agrupadas permitem uma construção gráfica, originando uma curva de capacidade PQ , como exemplificado na Figura 4.

Para simplificar o cálculo, é comum que o limite máximo de potência reativa seja definido constante no valor mínimo da curva roxa, como em (68). Essa simplificação ocorre, pois a alteração no limite máximo da potência reativa não é significativa para pequenas diferenças angulares, isto é, quando $\theta_C - \theta_F \approx 0$. Entretanto, essa aproximação não será realizada nessa tese, sendo assim, a expressão não linear de \bar{Q}_C adotada. Essa escolha se dá pela forte dependência de Q_C com relação a Z_C .

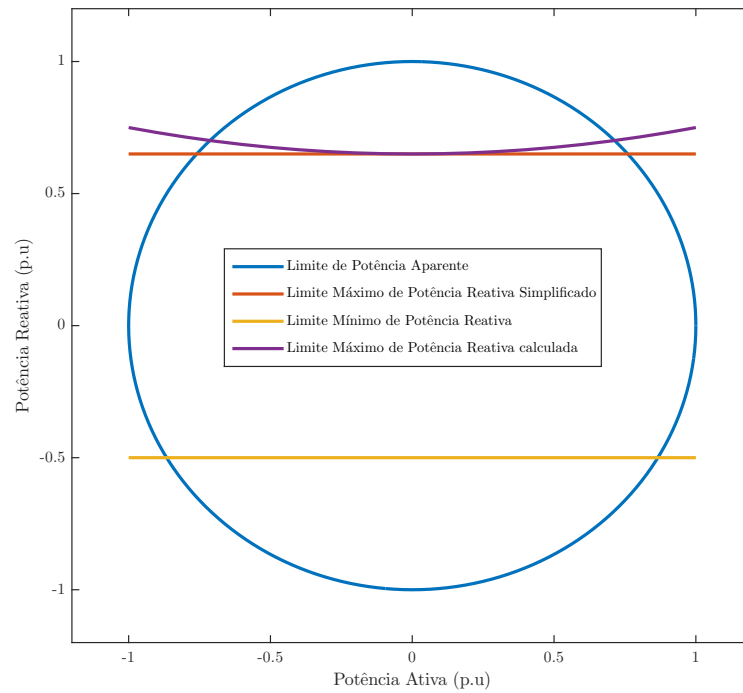


Figura 4 – Exemplo de uma curva de capacidade PQ do VSC.

3.4 Dispositivos FACTS

Tecnicamente, as limitações na transferência de potência no sistema de transmissão podem sempre ser removidas adicionando novas capacidades de transmissão (linhas) e/ou geração. No entanto, isso pode ser problemático em muitas ocasiões devido as restrições de planejamento. Assim, através da implementação de elementos FACTS apropriados, tais limitações podem ser resolvidas, atendendo aos objetivos dos operadores sem a necessidade de adotar grandes adições ao sistema já existente.

Arelados ao rápido desenvolvimento da eletrônica de potência, os dispositivos FACTS foram propostos para o sistema de energia. O interesse crescente em seu uso se deve à possibilidade de controlar eficientemente o fluxo de energia, aumentar a capacidade de transmissão e melhorar a estabilidade do sistema de transmissão. Aos FACTS foram atribuídos inúmeros benefícios técnicos que podem ser resumidos da seguinte maneira (74):

- Melhor utilização dos ativos existentes do sistema de transmissão;
- Maior confiabilidade e disponibilidade do sistema de transmissão;
- Aumento da capacidade de transferência;
- Aumento da estabilidade do sistema;

- Controle do fluxo de carga.

Existem diferentes classificações para os dispositivos FACTS, que dependem do tipo de conexão à rede e características tecnológicas. Com relação ao primeiro, quatro diferentes categorias são descritas:

- Controladores série;
- Controladores em derivação;
- Controladores combinados série-série;
- Controladores combinados série-derivação.

Já com relação a tecnologia da chave eletrônica utilizada, podem ser divididos como:

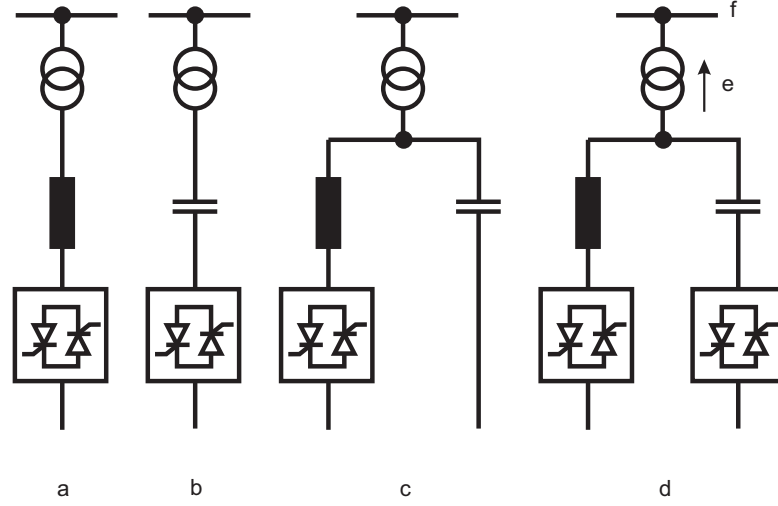
- Primeira geração: utilizam tiristores de potência convencionais, sendo os exemplos mais conhecidos o SVC (*Static VAR Compensator*) e o TCSC (*Thyristor Controlled Series Compensator*);
- Segunda geração: empregam chaves eletrônicas com capacidade de controle do disparo e bloqueio, tais como o GTO (*Gate Turn-off Thyristor*) e o IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*). O SSSC (*Static Synchronous Series Compensator*) e o STATCOM (*Static Compensator*) compõem essa geração;
- Terceira geração: apresenta a integração dos equipamentos série e em derivação em uma mesma linha de transmissão, como por exemplo o UPFC (*Unified Power Flow Controller*), em que são combinados dois dispositivos, o SSSC e o STATCOM;
- Quarta geração: dispositivos constituídos pela integração de compensação série e paralelo em linhas de transmissão diferentes, como o IPFC (*Interline Power Flow Controller*).

Dentre os dispositivos citados o SVC e o TCSC são os dispositivos FACTS utilizados nesse trabalho, sendo melhor analisados na sequência.

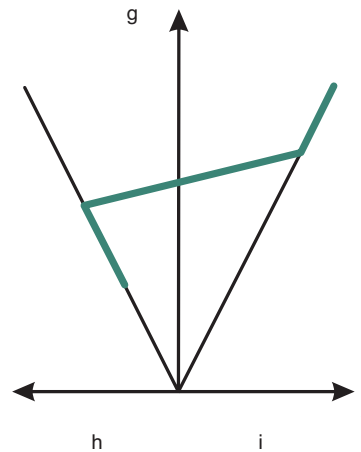
3.4.1 *Static VAR Compensator - SVC*

Os SVCs são alocados na categoria de controladores em derivação. Isso significa que, ligado a uma linha de transmissão CA, ele gera ou absorve potência reativa no ponto de conexão. As tarefas dos SVCs são, portanto, permitir de maneira confiável o controle rápido e exato da tensão, além de maximizar a transferência de potência sobre as linhas

de transmissão (74). Ao longo dos anos, diferentes projetos de SVC foram desenvolvidos, sendo que a maioria deles possuem elementos controláveis semelhantes (75, 76) como exemplificado na Figura abaixo.



(a) Blocos de construção SVC.



(b) Característica tensão/corrente

Figura 5 – Exemplos de SVC e características.

As referências (77, 78) descrevem que o SVC pode ser do tipo Capacitor Chaveado por Tiristores (TSC - *Thyristor Switched Capacitors*) e Reator Chaveado por Tiristor ou Reator Controlado por Tiristores (TSR/TCR - *Thyristor Switched/Controlled Reactors*). O controle coordenado de uma combinação desses blocos, que também pode incluir um capacitor fixo (FC), varia a potência reativa. Desta maneira, se a carga reativa do sistema é capacitiva, o SVC usará reatores (geralmente sob a forma de Reatores Controlados por Tiristores) para consumir VARs do sistema, diminuindo a tensão do sistema. Por outro lado, se as condições de carga forem indutivas, os bancos de condensadores são automaticamente ligados, proporcionando assim uma tensão de sistema mais elevada. Essa

capacidade de ajustar o valor da magnitude de tensão em um valor especificado, faz com que o SVC seja modelado como possuindo uma susceptância shunt variável, Figura 6.

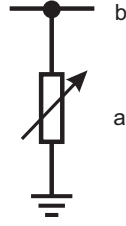


Figura 6 – Representação do SVC como uma susceptância variável.

A injeção de potência reativa pelo SVC à barra do sistema a qual está conectado é expressa pela Equação (3.19), indicando a forte ligação entre fluxo reativo e a magnitude de tensão. A susceptância B_{SVC} apresenta um limite inferior \underline{B}_{SVC} e um superior \overline{B}_{SVC} (3.20).

$$Q_{SVC} = -U^2 B_{SVC} \quad (3.19)$$

$$\underline{B}_{SVC} \leq B_{SVC} \leq \overline{B}_{SVC} \quad (3.20)$$

Com relação a potência ativa, o SVC não injeta ou absorve, uma vez que é um dispositivo caracterizado por uma reatância pura.

3.4.2 Thyristor Controlled Series Compensator - TCSC

O TCSC é um meio eficaz e econômico de resolver problemas de estabilidade transitória, estabilidade dinâmica, estabilidade no estado estacionário e estabilidade de tensão em linhas de transmissão longas. O dispositivo pode controlar a impedância da linha através da introdução de reator controlado por tiristor (TCR) em paralelo com um banco de capacitores (Figura 7) e em série com a linha de transmissão. O TCSC é então uma reatância capacitiva controlada em série com a linha de transmissão que pode fornecer controle contínuo de energia na linha CA em uma ampla faixa. Isso significa que o TCSC pode tanto aumentar o comprimento elétrico da linha de transmissão, adicionando reatância positiva (indutiva) e consequentemente reduzindo sua capacidade de transferir potência, como, realizar o inverso com o acréscimo de reatância capacitiva. O funcionamento do TCSC pode ser compreendido analisando o comportamento de um indutor variável conectado em série com um capacitor fixo.

Os TCSCs apresentam três modos básicos de operação: tiristor bloqueado, tiristor em *bypass* e modo *Vernier*. No primeiro modo, a compensação inserida é representada pela reatância total do banco de capacitores do TCSC, uma vez que não há disparo dos tiristores. Em modo *bypass* o reator atua como um *jumper* para o banco de capacitores.

Por fim, no terceiro modo é possível fazer a compensação de reativo capacitivo ou reativo indutivo da linha de transmissão, controlando o ângulo de disparo dos tiristores. Detalhes de cada modo de operação podem ser encontrados em (79).

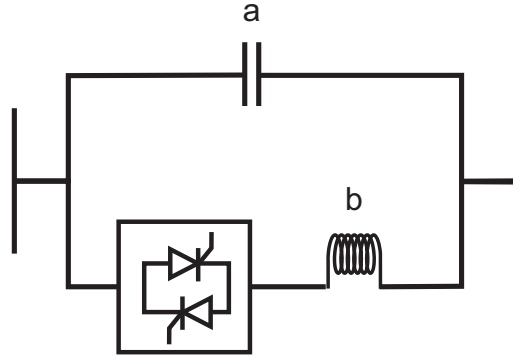


Figura 7 – Representação do TCSC.

De acordo com (80), o TCSC é incorporado ao modelo de linha de transmissão simplesmente adicionando a reatância variável X_{TCSC} à reatância X_{km} da linha (reatância original da linha). O modelo da linha de transmissão com um TCSC conectado entre as barras k e m é então o ilustrado na Figura 8.

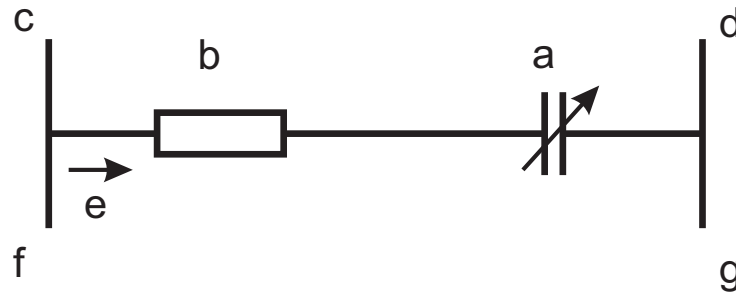


Figura 8 – Modelo da linha de transmissão com TCSC.

O valor $X_{kmTotal}$ é então dado pela Equação (3.21):

$$X_{kmTotal} = X_{km} + X_{TCSC} \quad (3.21)$$

Sendo X_{TCSC} uma função da reatância da linha de transmissão na qual o TCSC está instalado (81, 82):

$$X_{TCSC} = k_{TCSC} X_{km} \quad (3.22)$$

$$-0,7 \leq k_{TCSC} \leq 0,2 \quad (3.23)$$

As alterações na retância da linha causadas pela inclusão do TCSC impactam diretamente o fluxo de potência na linha em que está conectado e as injeções de potência nas barras $k - m$ da linha. As equações das injeções e fluxos de potência são derivadas das Equações (3.1), (3.2), (3.5) e (3.6), diferindo somente no cálculo da condutância G_{km} e susceptância B_{km} da linha em que o dispositivo se encontra. Essas variáveis são calculadas como segue:

$$G_{km} = \frac{R_{km}}{R_{km}^2 + (X_{km} + X_{TCSC})^2} = \frac{R_{km}}{R_{km}^2 + X_{kmTotal}^2} \quad (3.24)$$

$$B_{km} = -\frac{X_{km} + X_{TCSC}}{R_{km}^2 + (X_{km} + X_{TCSC})^2} = -\frac{X_{kmTotal}}{R_{km}^2 + X_{kmTotal}^2} \quad (3.25)$$

A modelagem do TCSC aqui apresentada sugere, como variável de estado responsável pelo controle do fluxo de potência, a reatância equivalente do TCSC (X_{TCSC}), ao invés do ângulo de disparo do controlador, como realizado em (79).

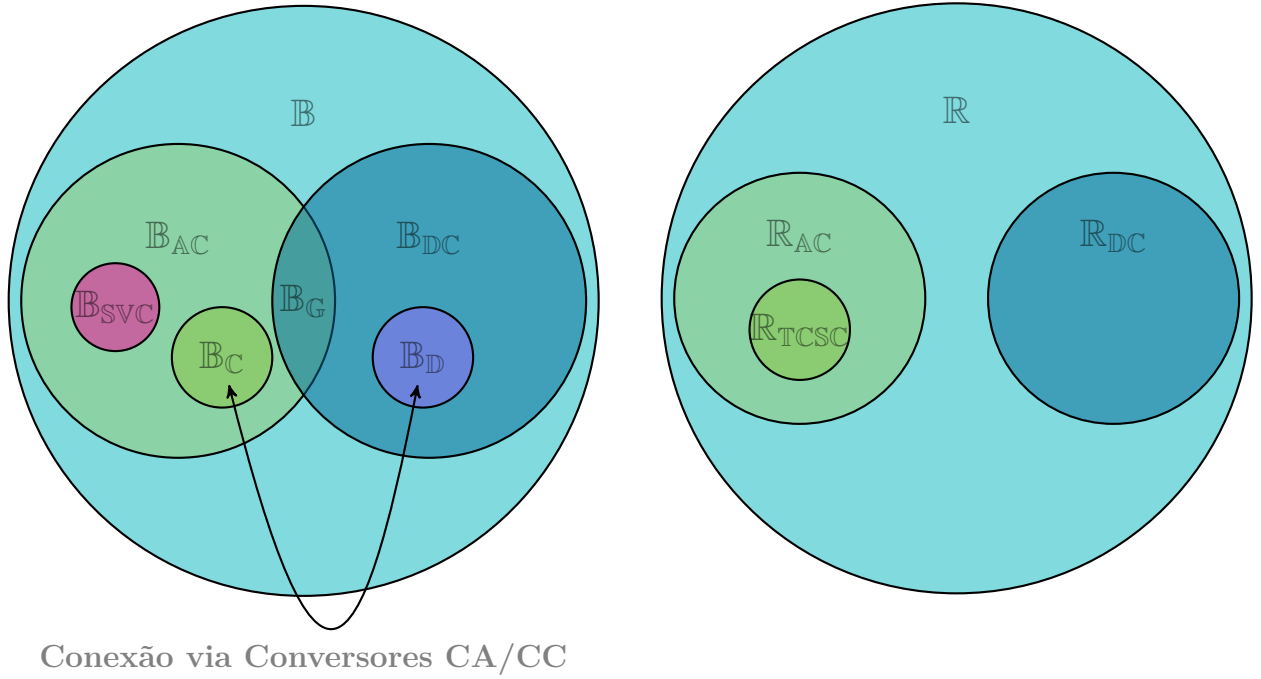
3.5 Interações CA/MTDC e FACTS

A modelagem do sistema utilizada nesse trabalho, utiliza-se do conceito de conjuntos para proporcionar o melhor entendimento das variáveis e suas interações. Dessa maneira, dois grandes grupos são definidos, o das barras \mathbb{B} e o das linhas/ramos \mathbb{R} do sistema. Cada um desses conjuntos apresentam subconjuntos que dependem de características específicas, assim, todas as barras CA formam o conjunto \mathbb{B}_{AC} , enquanto as do lado CC o conjunto \mathbb{B}_{DC} . A conexão entre o sistema CA e CC é possível somente através dos conversores instalados entre grupos específicos de barras, os conjuntos \mathbb{B}_C (lado CA) e \mathbb{B}_D (lado CC). A conexão entre os lados CA e CC é possível somente através dos conversores instalados entre uma barra CA e outra CC. As barras CA que apresentam um conversor conectado compõem o conjunto \mathbb{B}_C , enquanto as barras CC com um conversor conectado formam o conjunto \mathbb{B}_D . Tanto do lado CA quanto do CC existem barras em que são permitidos a conexão de geradores, formando o conjunto das barras de geração \mathbb{B}_G . Do lado CA ainda é permitido à algumas barras a conexão de um dispositivo SVC, que injeta ou consome potência reativa, motivo pelo qual somente pode ser atribuída ao sistema CA. Essas barras formam então o conjunto \mathbb{B}_{SVC} .

Já com relação aos ramos do sistema existe uma divisão menor de conjuntos, sendo o total de ramos \mathbb{R} formado pela união dos ramos CA \mathbb{R}_{AC} e ramos CC \mathbb{R}_{DC} ($\mathbb{R}_{AC} \cup \mathbb{R}_{DC}$). Os ramos que apresentam um dispositivo FACTS TCSC formam o conjunto \mathbb{R}_{TCSC} , sendo possível somente do lado CA ($\mathbb{R}_{TCSC} \subseteq \mathbb{R}_{AC}$). Este dispositivo atua no controle do fluxo de potência em uma linha de transmissão, para isso realiza a injeção de uma reatância

capacitiva variável, objetivando diminuir a queda de tensão indutiva e assim, aumentar a capacidade de transmissão da linha.

O diagrama de Venn ilustrado na Figura 9a, mostra o conjunto e subconjuntos das barras e as relações existentes entre eles, enquanto o diagrama da Figura 9b define o conjunto e os subconjuntos para as linhas.



(a) Diagrama de Venn para as barras do sistema.

(b) Diagrama de Venn para os ramos do sistema.

Figura 9 – Diagrama de Venn para os conjuntos de Barras e Ramos do sistema.

Formulação e Metodologia

4.1 Formulação

O modelo descrito previamente é a base para o desenvolvimento matemático do problema PET. A função objetivo, bem como o conjunto de restrições de igualdade e desigualdade relacionadas ao problema são detalhados e agrupadas nas seções a seguir.

O problema PET consiste em determinar o plano de investimento ideal. Entre os candidatos a investimentos, o ótimo apresenta o menor custo, enquanto atende às restrições de operação. Portanto, os aspectos econômicos e operacionais do problema devem ser levados em consideração.

4.1.1 Restrições do problema Operacional

Cada topologia candidata deve atender aos requisitos operacionais. A fim de satisfazer as limitações elétricas e físicas do sistema, o problema de operação está sujeito a um conjunto de restrições de igualdade e desigualdade como mostrado abaixo.

4.1.1.1 Restrições de Igualdade

As equações do balanço de potência ativa e reativa foram modificadas para incorporar os fluxos de potência relacionados aos conversores VSC, como mostrado nas Equações (4.1) e (4.2).

$$(P_{g_k} - P_{d_k} - P_k) + (P_{C_k} - P_{DC_k} - P_{loss_k}) = 0 \quad \forall k \in NB \quad (4.1)$$

$$(Q_{g_k} + Q_{SVC_k} - Q_{d_k} - Q_k) + Q_{C_k} = 0 \quad \forall k \in NA \quad (4.2)$$

Onde NB é o conjunto de todas as barras do sistema e NA o conjunto de todas as barras CA. P_{g_k} e Q_{g_k} são as gerações de potência ativa e reativa na barra k . No caso de um SVC

ser conectado a barra k , Q_{s_k} representa sua potência reativa. P_{d_k} e Q_{d_k} correspondem a demanda por potência ativa e reativa na barra k . P_{C_k} e P_{DC_k} são as potências ativa do lado CA e CC da estação conversora conectada na barra k , respectivamente. P_{loss_k} representa as perdas de potência associada aos conversores, como descrito na Seção 3.3.

4.1.1.2 Restrições de Desigualdade

As restrições de desigualdade são definidas e agrupadas da seguinte maneira:

$$|\underline{S}_{g_k}| \leq |S_{g_k}| \leq |\overline{S}_{g_k}| \quad \forall k \in \mathbb{B}_{\mathbb{G}} \quad (4.3)$$

$$|U_{C_k}| \leq 1, 1 |U_{DC_i}| \quad \forall k \in \mathbb{B}_{\mathbb{C}}, \forall i \in \mathbb{B}_{\mathbb{D}} \quad (4.4)$$

$$\underline{U}_k \leq U_k \leq \overline{U}_k \quad \forall k \in \mathbb{B} \quad (4.5)$$

$$|\underline{S}_{km}| \leq |S_{km}| \leq |\overline{S}_{km}| \quad \forall (k, m) \in \mathbb{R} \quad (4.6)$$

$$|S_C| = \sqrt{P_{C_k}^2 + Q_{C_k}^2} \leq |U_{C_k} \overline{I}_{C_k}| \quad \forall k \in \mathbb{B}_{\mathbb{C}} \quad (4.7)$$

$$-k_Q S_{nom_k} \leq Q_{C_k} \leq [-b_{C_k} (\overline{U}_{C_k})^2 + b_{C_k} \overline{U}_{C_k} |U_{F_k}| \cos(\theta_{C_k} - \theta_{F_k})] \quad \forall k \in \mathbb{B}_{\mathbb{C}} \quad (4.8)$$

$$\underline{Q}_{SVC_k} \leq Q_{SVC_k} \leq \overline{Q}_{SVC_k} \quad \forall k \in \mathbb{B}_{\text{SVC}} \quad (4.9)$$

$$\underline{\rho}_k \leq \rho_k \leq \overline{\rho}_k \quad \forall k \in \mathbb{B}_{\text{PQ}} \quad (4.10)$$

$$\underline{\varrho}_k \leq \varrho_k \leq \overline{\varrho}_k \quad \forall k \in \mathbb{B}_{\text{PQ}} \quad (4.11)$$

$$\underline{X}_{TCSC_{km}} \leq X_{TCSC_{km}} \leq \overline{X}_{TCSC_{km}} \quad \forall (k, m) \in \mathbb{R}_{\text{TCSC}} \quad (4.12)$$

Os limites de geração de potência aparente são definidos por (4.3). O balanço de tensão entre as barras CA e CC conectadas a mesma estação conversora é definida em (4.4). A Equação (4.5) corresponde aos limites de tensão em todas as barras CA e CC. Os limites de capacidade das linhas de transmissão correspondem a Equação (4.6). Dado a corrente máxima permitida através das válvulas dos conversores VSC (\overline{I}_C), a restrição de potência aparente do VSC é definida por (4.7). O conversor VSC pode gerar ou consumir potência reativa do lado CA. Assim, os limites de potência reativa do VSC

são mostrados e justificados em (4.8). Cada dispositivo FACTS-SVC apresenta limite de geração de potência reativa definido por (4.9). Os limites de corte de carga ativo e reativo são representados respectivamente pelas Equações (4.10) e (4.11). Finalmente, os valores máximo e mínimo permitidos para a reatância do TCSC instalado na linha $k - m$ são dados por (4.12). Os conjuntos usados entre as Equações (4.3) e (4.12) são \mathbb{B} (Conjunto de todas as barras do sistema), \mathbb{B}_G (Conjunto das barras que possuem geradores), \mathbb{B}_D (Barras CA que apresentam conversores CA/CC conectados), \mathbb{B}_D (Barras CC que apresentam conversores CA/CC conectados), \mathbb{B}_{SVC} (Barras com o dispositivo SVC conectado), \mathbb{B}_{PQ} (Barras de carga), \mathbb{R} (Conjunto de todas as linhas do sistema) e \mathbb{R}_{TCSC} (Linhas que possuem um dispositivo TCSC instalado).

4.1.2 Função matemática do problema Operacional

A função objetivo relacionada com o problema de operação é definida por (4.13), que quantifica o corte de carga associado com cada topologia candidata.

$$\min \chi = \sum_{k \in (\mathbb{B}_{PQ})} (\alpha \rho_k + \beta \varrho_k) \quad (4.13)$$

Onde ρ_k e ϱ_k são os cortes de carga ativo e reativo na barra k respectivamente. α e β são os respectivos custos. O corte de carga reativo pode também ser considerado como a compensação shunt necessária para atender a demanda por potência reativa da topologia atual. O corte de carga é modelado através de geradores artificiais adicionados as barras de carga PQ. O produto $\beta \varrho_k$ é sempre positivo, não importa se é um compensação indutiva (injeção de potência negativa) ou compensação capacitiva (injeção de potência positiva). Para esse propósito, o coeficiente β é adequadamente modelado como positivo (compensação capacitiva) ou negativo (compensação indutiva), de acordo com (13).

A partir das informações acima, é claro que os melhores candidatos a investimento, do ponto de vista operacional, são os que não requerem o corte de carga ($\chi = 0$) e atendem a restrições (4.1) - (4.12). Por outro lado, um corte de carga diferente de zero significa que a topologia investimento candidata é incapaz de atender às restrições de operação, portanto, não é uma opção viável.

4.1.3 Função Objetivo: O problema Econômico

Cada candidato também deve ser avaliado em termos de custos de investimento, que representa o custo para a adição de novas linhas de transmissão CA ou CC, compensação shunt e dispositivos FACTS. Neste trabalho, propõe-se que o custo de corte de carga, como determinado por (4.13), seja incorporado (como uma penalidade) ao problema econômico,

como mostrado na função objetivo (4.14).

$$\begin{aligned} \min \nu = \{ & \sum_{(k,l) \in \Omega} c_{kl} n_{kl} + \sum_{(r,s) \in \Gamma} [(c_{rs} n_{rs}) + c_{VSC}(v_r + v_s)] \} + \\ & C_{SVC} + C_{TCSC} + \chi \end{aligned} \quad (4.14)$$

A flexibilidade do modelo apresentado permite também que outras análises possam ser incluídas, como as perdas de potência ativa no sistema. Para isso, custos adicionais referentes as perdas são somados a função objetivo. O intuito é então permitir um planejamento da expansão da transmissão de modo que as perdas também sejam minimizadas. Assim, a Equação (4.14) apresenta a seguinte alteração:

$$\begin{aligned} \min \nu = \{ & \sum_{(k,l) \in \Omega} c_{kl} n_{kl} + \sum_{(r,s) \in \Gamma} [(c_{rs} n_{rs}) + c_{VSC}(v_r + v_s)] \} + \\ & C_{SVC} + C_{TCSC} + \chi + \gamma P_{total} \end{aligned} \quad (4.15)$$

Sendo P_{total} a soma das perdas de potência ativa nos ramos com as perdas de potência ativa nos conversores:

$$P_{total} = \sum_{(k,l) \in \mathbb{R}} P_{linhas} + \sum_{k \in \mathbb{B}_C} P_{loss_k} \quad (4.16)$$

As perdas nos conversores (P_{loss}) são calculadas pela Equação (3.11), enquanto as perdas dos ramos são calculadas por:

$$P_{linhas_{km}} = P_{km} - P_{mk} \quad \forall (k, m) \in \mathbb{R} \quad (4.17)$$

Onde ν é o investimento total da expansão da transmissão, considerando o custo do corte de carga. Note que χ é adicionado em ν . A variável inteira n_{kl} corresponde ao número ($n_{kl} \geq 0$) de novas linhas CA que conectam as barras k e m . A variável binária n_{rs} indica se existe ($n_{rs} = 1$) um novo circuito CC entre as barras r e s ou não ($n_{rs} = 0$). Os custos associados com as novas linhas CA e CC são representados por c_{kl} e c_{rs} , nessa ordem. A instalação de um conversor VSC apresenta um custo fixo definido por c_{VSC} , as variáveis binárias v_r e v_s indicam a existência (valor 1) de uma conversor conectado as barras CC r ou s . Os conjuntos dos circuitos candidatos CA e CC são Ω e Γ . A variável γ é o custo relacionado a geração necessária para suprir as perdas de potência ativa. Por fim, C_{SVC} e C_{TCSC} são os custos dos dispositivos FACTS, ligados à infraestrutura necessária e equipamentos para suas instalações. Tais custos, podem ser estimados com base nas curvas presentes na Figura 10.

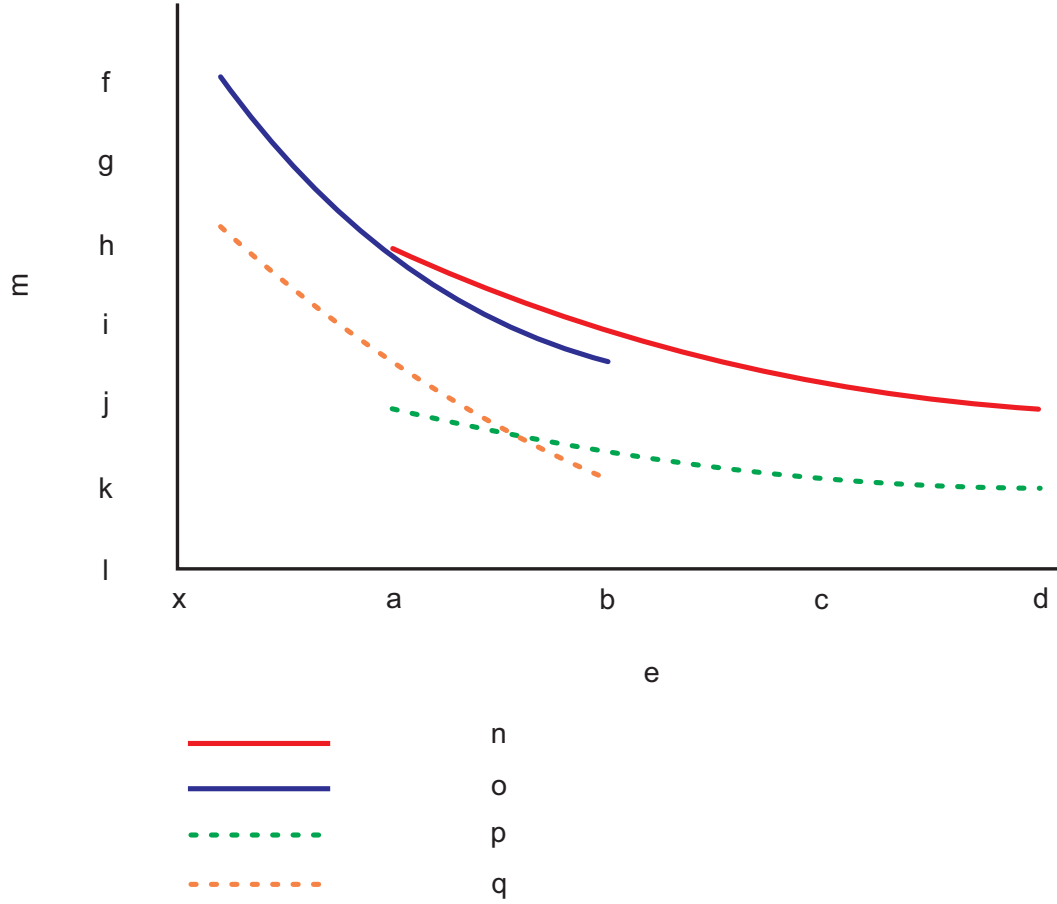


Figura 10 – Estimativa de Custos dos dispositivos FACTS: SVC e TCSC.

Os limites superiores correspondem aos custos totais, ou seja, a soma dos custos dos equipamentos (valores entre os limites superiores e os inferiores) com os das infraestruturas necessárias para as instalações. Ressalta-se que esses valores podem sofrer alterações de acordo com cada região, uma vez que impostos e taxas não são considerados. Para o SVC e o TCSC, os custos correspondentes às curvas superiores são equacionados da seguinte forma:

$$C_{SVC} = \sum_{k \in \Upsilon} (0,0003Q_{S_k}^2 - 0,305Q_{S_k} + 127,38)Q_{S_k} \quad (4.18)$$

$$C_{TCSC} = \sum_{(k,m) \in \Psi} (0,0015Q_{T_{km}}^2 - 0,713Q_{T_{km}} + 153,75)Q_{T_{km}} \quad (4.19)$$

Q_{S_k} é a faixa de operação do SVC conectado a barra k e $Q_{T_{km}}$ a do TCSC instalado na linha $k - m$, todos em MVar (81, 83). Das Equações acima, os somatórios:

$$\sum_{k \in \Upsilon} (0,0003Q_{S_k}^2 - 0,305Q_{S_k} + 127,38)$$

$$\sum_{(k,m) \in \Psi} (0,0015Q_{T_{km}}^2 - 0,713Q_{T_{km}} + 153,75)$$

Resultam em $\left(\frac{\$}{kVAr}\right)$.

4.2 Metodologia

O problema PET é, em geral, um problema de otimização em larga escala, não linear e não convexo. A introdução de novas tecnologias, como descrito nos capítulos anteriores, aumenta o tamanho do problema dramaticamente. Simplificações, como o modelo CC, em redes cada vez mais complexas começam a ser repensadas, passando o modelo CA do sistema a ganhar maior empregabilidade e notoriedade. Esse trabalho apresenta contribuições no uso desse modelo CA completo, ao modelar e realizar em um único processo de planejamento da transmissão de energia linhas CA, CC e dispositivos FACTS, além de propor uma compensação *shunt* baseada no corte de carga do sistema.

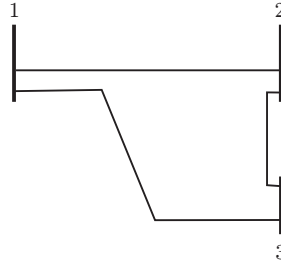
4.2.1 Terminologias e Evolução Diferencial

Em primeiro lugar, é importante definir algumas terminologias utilizadas no método de solução e fornecer uma breve explicação sobre a técnica de evolução diferencial.

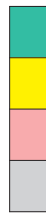
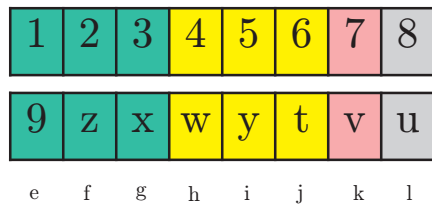
4.2.1.1 População e Indivíduos

A população é um conjunto de soluções possíveis (indivíduos) para o problema e pode ser viável ou não. Cada indivíduo dessa população é representado por um vetor, composto de quatro partes. A primeira e a segunda estão relacionadas com as linhas CA e CC candidatas. Os dispositivos TCSC e SVC compõem a terceira e quarta divisão do vetor. Por exemplo, em um sistema de três barras mostrado na Figura 11, são gerados dois possíveis indivíduos da população, respeitando as seguintes condições:

- a) É permitida a ligação de duas linhas CA adicionais entre as barras 1 e 2;
- b) É possível uma linha CA adicional entre as barras 1 e 3;
- c) A construção de uma ligação HVDC também é uma alternativa permitida entre os barramentos CA 2 e 3;
- d) Entre as barras 1 e 3 um dispositivo TCSC pode ser inserido;
- e) Na barra 3 é possível a conexão de um SVC.



(a) Exemplo: Sistema de 3 barras original.



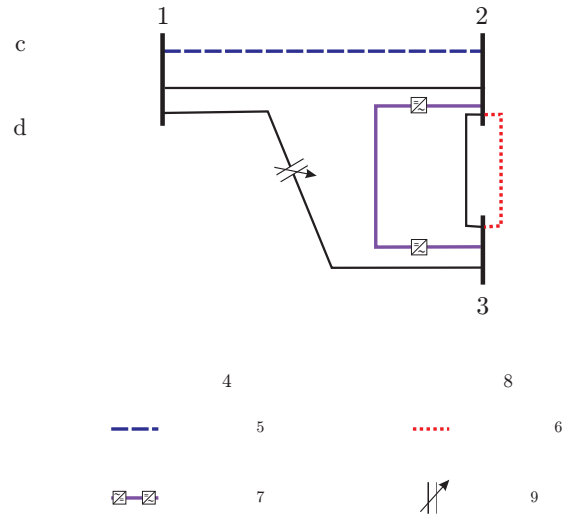
aa

bb

cc

dd

(b) Vetores.



(c) Propostas de expansão.

Figura 11 – Exemplo: Dois indivíduos - Sistema com 3 barras.

O primeiro indivíduo da Figura 11b indica a construção de uma nova linha de CA no ramo 1-2 e um link CC entre as barras 2-3. Já o indivíduo 2 representa uma adição de uma nova linha CA no ramo 1-2 e a adição de um dispositivo TCSC no ramo 1-3. Todos os indivíduos criados pelo DE satisfazem os limites estipulados anteriormente.

4.2.1.2 Evolução Diferencial

A Evolução Diferencial (DE) é um tipo de algoritmo evolutivo originalmente proposto para problemas de otimização. A idéia básica do DE é adaptar a busca durante o processo evolutivo. No início da evolução, as perturbações são grandes, uma vez que as populações de pais estão muito distantes umas das outras. À medida que o processo evolutivo amadurece, a população converge para uma região pequena e as perturbações adaptativas se tornam pequenas. Como resultado, o algoritmo evolutivo realiza uma pesquisa exploratória global durante os estágios iniciais do processo evolutivo e exploração local durante o estágio maduro da busca. No DE o mais apto de uma prole compete com pai correspondente, situação que é diferente de outros algoritmos evolutivos. Esta competição dá origem a uma taxa de convergência mais rápida. Baseada em diferenças

ponderadas de indivíduos selecionados aleatoriamente (topologias propostas), a técnica de Evolução Diferencial consiste em combinações aritméticas entre indivíduos. Para produzir novos indivíduos a cada geração (iteração), o DE aplica dois operadores: a) mutação e b) crossover. Finalmente, o operador de seleção compara cada novo indivíduo com a população anterior correspondente, e então, o melhor entre eles é selecionado como um membro da população na próxima geração. A formulação matemática detalhada desta técnica, encontrada em (30), é mostrada na sequência.

4.2.1.2.1 Evolução Diferencial básica:

DE perturba os membros da população da geração atual com as diferenças ponderadas de membros de população selecionados aleatoriamente e distintos. Assim, nenhuma distribuição de probabilidade separada deve ser usada para gerar a prole. Comumente, o vetor de decisão é representado por vetor $X = [x_1, x_2, x_3, \dots, x_D]^T$, onde x_i é um número real e D é a dimensão do problema. Para verificar se o “melhor” desempenho foi alcançado, uma função (ou função objetivo) é definida para o sistema. O processo de otimização consiste basicamente na busca do vetor de solução X^* , que minimiza a função objetivo $f(X)$ ($f : \Omega \subseteq \mathbb{R}^D \rightarrow \mathbb{R}$), isto é, $f(X^*) < f(X)$ para todo $X \in \Omega$, onde Ω é um conjunto infinito não vazio utilizado como o domínio da pesquisa.

Um algoritmo DE típico consiste em quatro etapas básicas: (i) inicialização de uma população de vetores variáveis de busca, (ii) mutação, (iii) cruzamento ou recombinação, e (iv) seleção. Este trabalho de pesquisa apresenta melhorias em alguns dos passos da DE, a fim de tornar sua aplicação no PET usando o modelo CA muito mais eficiente. Estas etapas são explicadas a seguir.

- **Inicialização do vetor de decisão:** O DE começa com uma população definida aleatoriamente de dimensão D (valor real). Cada vetor, também conhecido como genoma/cromossomo, forma uma solução candidata para o problema de otimização. As gerações subsequentes no DE são denotadas por $G = 0, 1, \dots, G_{max}$. Como o vetor de decisão deve mudar em diferentes gerações, é adotada a seguinte notação para representar o i -ésimo vetor da população na geração atual: $X_{i,G} = [x_{1,i,G}, x_{2,i,G}, x_{3,i,G}, \dots, x_{D,i,G}]$. Para cada componente do vetor de decisão, pode haver um certo intervalo que apresente um valor restrito, muitas vezes porque os componentes do vetor de decisão estão relacionados a sistemas físicos que possuem limites naturais. Neste trabalho, é o número máximo de linhas que podem ser adicionadas em um circuito. Assim, uma maneira muito comum de inicializar o componente j -ésimo do i -ésimo vetor é a seguinte:

$$x_{j,i,0} = x_{j,min} + (x_{j,max} - x_{j,min})rand_{i,j}[0, 1] \quad (4.20)$$

onde $rand_{i,j}[0, 1]$ é um número aleatório uniformemente distribuído, situado entre 0 e 1 (na realidade $0 \leq rand_{i,j}[0, 1] \leq 1$) e é definido de forma independente para cada componente do i -ésimo vetor.

- **Mutação baseada em diferenças de vetor:** A mutação computacional evolutiva, significa uma mudança ou perturbação com um elemento aleatório. Em DE, um vetor pai da geração atual é chamado de vetor alvo; Um vetor mutante obtido através da operação de mutação diferencial é conhecido como vetor doador. Finalmente, uma prole formada por recombinação do doador com o vetor alvo é chamada de vetor de teste. Uma das formas mais simples de mutação DE é criar o vetor doador para cada um dos vetores alvo da população atual, onde três outros vetores de decisão distintos, chamados por exemplo de $X_{r^i_1}$, $X_{r^i_2}$ e $X_{r^i_3}$. Os índices r^i_1 , r^i_2 e r^i_3 são inteiros mutuamente exclusivos selecionados aleatoriamente na faixa $[1, NP]$ (com NP sendo o tamanho da população), sendo também diferentes do índice do vetor base i . Esses índices são gerados aleatoriamente para cada vetor mutante. A diferença de qualquer dois desses três vetores é multiplicada por um número escalar F , que normalmente está no intervalo $[0, 4 - 1]$, sendo essa diferença adicionada ao terceiro vetor e obtendo assim o vetor doador $V_{i,G}$. Isso pode ser expresso pela seguinte equação:

$$V_{i,G} = X_{r^i_1,G} + F(X_{r^i_2,G} - X_{r^i_3,G}) \quad (4.21)$$

- **Cruzamento ou Recombinação:** Depois de gerar o vetor doador através da mutação, uma operação de cruzamento é realizada para aumentar a diversidade potencial da população. O vetor doador troca seus componentes com o vetor alvo $X_{i,G}$ sob operação de cruzamento para formar o vetor de teste $U_{i,G} = [u_{1,i,G}, u_{2,i,G}, u_{3,i,G}, \dots, u_{D,i,G}]$. O DE normalmente pode utilizar dois métodos de cruzamento: Exponencial ou Binomial. No cruzamento exponencial, um número inteiro n é aleatoriamente escolhido dentro de um intervalo $[1, D]$. Esse número atua como um ponto de partida no vetor alvo, no qual a troca de componentes com o vetor doador começa. Além disso, outro inteiro L é escolhido a partir do intervalo $[1, D]$. L representa o número de componentes que o vetor doador realmente contribui para o vetor alvo. Assim, depois de escolher n e L o vetor de teste é obtido como:

$$\begin{aligned} u_{j,i,G} &= v_{j,i,G} && \text{para } j = \langle n \rangle_D, \langle n+1 \rangle_D, \dots, \langle n+L-1 \rangle_D \\ x_{j,i,G} &&& \text{para todos os outros } j \in [1, D] \end{aligned} \quad (4.22)$$

Onde marcadores angulares denotam uma função modular com o módulo D . O número inteiro L é definido a partir do conjunto $[1, D]$ de acordo com o seguinte

pseudo-código:

Algoritmo 1:

- 1 $L = 0$
 - 2 Enquanto $((rand(0, 1) \leq C_r) \text{ e } (L \leq D))$
 - 3 $L = L + 1$
-

Onde C_r é a taxa de cruzamento e aparece como um parâmetro de controle do DE como F . Portanto, probabilidade $(L = v) = (C_r)v - 1$ para qualquer número inteiro positivo no intervalo $[1, D]$. Para cada vetor doador, um novo conjunto de n e L deve ser escolhido aleatoriamente como mostrado acima.

Diferentemente, o cruzamento binomial é executado em cada uma das variáveis D sempre que um número gerado aleatoriamente entre 0 e 1 for menor ou igual ao valor C_r . Nesse caso, o número de parâmetros herdados do doador tem uma distribuição quase binomial. Isso pode ser delineado como:

$$u_{j,i,G} = \begin{cases} v_{j,i,G}, & \text{se } (rand_{i,j}[0, 1] \leq C_r) \text{ ou } j = j_{rand} \\ x_{j,i,G}, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (4.23)$$

Onde $rand_{i,j}[0, 1]$ é um número aleatório uniformemente distribuído, chamado sucessivamente para cada j -ésimo componente do i -ésimo vetor de decisão. $j_{rand} \in [1, 2, \dots, D]$ é um índice aleatoriamente iniciado, uma única vez por geração, garantindo que $U_{i,G}$ obtenha ao menos um componente de $V_{i,G}$.

- **Seleção:** O passo de seleção tenta manter o tamanho da população constante ao longo das gerações subsequentes. Isto é feito determinando se o vetor alvo ou o vetor teste sobrevive para a próxima geração, isto é, em $G = G + 1$. A operação de seleção é descrita como:

$$X_{i,G} = \begin{cases} U_{i,G}, & \text{se } f(U_{i,G}) \leq f(X_{i,G}) \\ X_{i,G}, & \text{se } f(U_{i,G}) > f(X_{i,G}) \end{cases} \quad (4.24)$$

Onde $f(X)$ é a função objetiva a ser minimizada. Portanto, se o novo vetor teste fornecer um valor igual ou menor da função objetivo, ele substitui o vetor alvo correspondente na próxima geração, caso contrário, o alvo é mantido na população. Assim, a população melhora ou continua a ser a mesma, mas nunca se deteriora.

4.2.1.3 Corte de Carga

No problema operacional, a cada iteração as topologias geradas pelo *DE* são avaliadas através de um FPO (Fluxo de Potência Ótimo). Considerando o corte de

carga ativo e reativo, os resultados obtidos são sempre viáveis e a convergência pode ser acelerada em cenários com ou sem redistribuição. O corte de carga é modelado por geradores fictícios colocados em barramentos PQ. Neste caso, duas situações importantes devem ser observadas:

- i) Se houver corte de carga ativa no plano final, significa que algumas restrições são violadas e os geradores artificiais geram potência ativa ($\alpha p > 0$), aumentando o custo final;
- ii) Se houver corte de carga reativa no plano final, a compensação de potência reativa ($\beta q > 0$) é necessária para satisfazer algumas restrições do problema, o que também aumenta o custo. Esta compensação pode ser alcançada usando capacitores *shunt* ou gerador;
- iii) Se não há corte de carga ativa, isso significa que os geradores fictícios não geram potência ativa ($\alpha p = 0$). Esta situação só é possível quando a topologia atual satisfaz as necessidades de potência ativa do sistema e não há violações de restrições. No entanto, isso não significa necessariamente que a topologia atual seja a ideal, pois em outras iterações podem ser encontrados planos mais econômicos que também atendam a todas as restrições;
- iv) Se não há corte de carga reativo, isso significa que os geradores fictícios não geram potência reativa ($\beta q = 0$). Portanto, não há violação de restrição relacionada a potência reativa. Esta condição pode ser alcançada em duas situações. O primeiro é o caso em que a topologia da transmissão atual fornece os caminhos de potência reativa necessários para a carga, assim, não há necessidade de fontes de energia reativas adicionais no sistema. A segunda situação está relacionada à definição de fontes de energia reativa ilimitadas. É possível atingir esta condição ajustando o custo de produção β dos geradores fictícios em zero ($\beta = 0$).

Se uma certa topologia de transmissão não for viável, o fluxo de potência ótimo CA do problema operacional não converge. Mesmo quando a formulação deste problema é definida considerando a criação de soluções viáveis devido à abordagem de corte de carga, as vezes as soluções inviáveis podem ocorrer, especialmente se os limites de geração dos geradores fictícios for muito restrito. Nesse caso, uma maneira de evitar soluções inviáveis é estabelecer grandes limites de geração de potência. Além disso, algumas soluções inviáveis podem aparecer em cenários que não permitem a compensação de shunt são analisados, pois não há suporte de potência reativa dos geradores fictícios e a topologia de transmissão atual não é capaz de lidar com tal problema. Portanto, em geral, a maneira de abordar soluções inviáveis é definir um custo de corte de carga muito alto para penalizar a função objetivo, eliminando essa topologia.

4.2.2 Implementação do Modelo

Dentro dos estudos de problemas de otimização um número crescente de ferramentas destinadas ao ambiente de modelagem matemática tem surgido. Tais ambientes convertem automaticamente o modelo para o formato requerido pelo *solver* utilizado, fazendo com que o mesmo modelo possa ser solucionado por diversos *solvers*. Nesse trabalho, o modelo proposto é implementado usando o AMPL (*A Modeling Language for Mathematical Programming*) (84) e resolvido com o Otimizador/*Solver* comercial *Knitro*, especializado na otimização não-linear. Essa escolha está relacionada as características do AMPL, que utiliza uma linguagem de modelagem muito próxima a utilizada para descrever um problema de forma matemática, tornando muito simples a conversão da notação matemática convencional para o formato do AMPL. O *software MATLAB* (85) é empregado na preparação de dados e processamento de resultados. Os dados do sistema de energia elétrica são armazenados em dois arquivos no próprio AMPL, um para as barras e outro para os ramos. Esses arquivos contém informações como parâmetros de rede, limites de capacidade do gerador, parâmetros VSC-MTDC, FACTS, etc. O modelo é construído em AMPL incluindo as funções objetivo e todas as restrições. A matriz admitância Y da rede e as variáveis de decisão também são definidas e calculadas com o AMPL. O MATLAB inicializa analisando as restrições construtivas da rede, ou seja, a capacidade de construção de novas linhas, possibilidade de conexão de FACTS e sistemas MTDC. Com base nessas informações, o DE implementado no próprio MATLAB cria um arquivo de saída, contendo um primeiro conjunto de propostas de expansão. O AMPL então avalia essas propostas e retorna o resultado para o MATLAB. Com tais resultados o DE aplica seus operadores e o processo se repete até que o número máximo de iterações estipulado seja atingido. Assim, o método proposto para resolver o problema PET estático modelado nesse trabalho, envolve um conjunto de etapas específicas para garantir uma boa convergência. Em primeiro lugar, através da técnica de otimização Evolução Diferencial (DE), é criado um conjunto aleatório de planos candidatos denominado *População Inicial*, com base nas características e limitações da rede, como por exemplo o número máximo de novas linhas permitidas entre dois barramentos. Cada indivíduo da população é avaliado para obter o investimento total ν (4.14), que é usado como um fator de decisão no estágio de seleção do DE. Na etapa seguinte, o DE aplica operadores de mutação e crossover para criar novos indivíduos que são avaliados para obter o custo associado ν . O operador de seleção compara cada novo indivíduo com o correspondente da população anterior e o melhor entre eles (menor ν) é selecionado para estabelecer uma próxima população. O processo é repetido até que algum critério de parada seja cumprido. Finalmente, o indivíduo da geração atual (população) com o ν mais baixo é a solução final do plano de expansão. A Figura a seguir ilustra as etapas da metodologia aplicada.

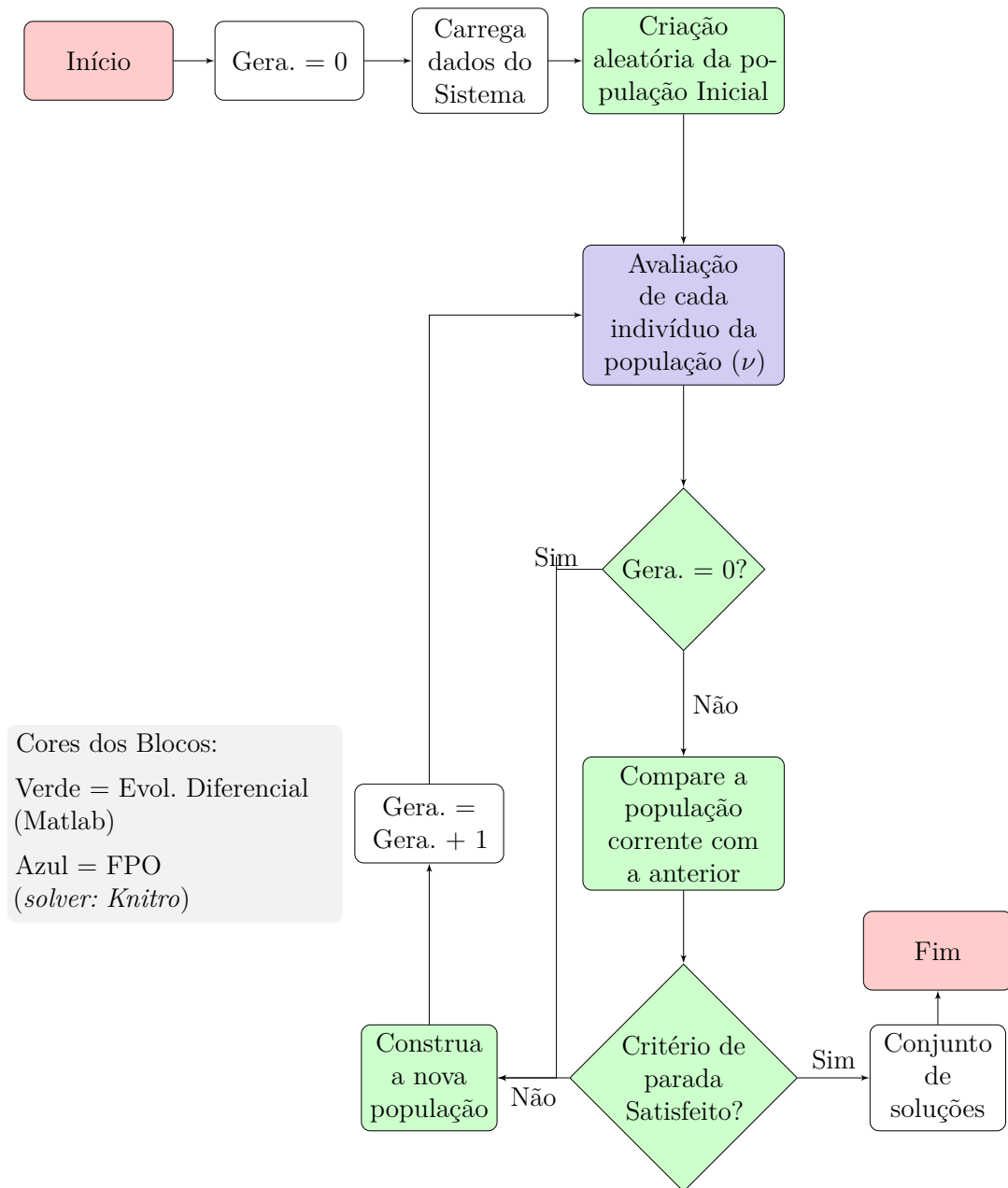


Figura 12 – Método de Solução: Fluxograma.

Testes e Resultados

A partir do modelo proposto no Capítulo 3, para resolver o problema de planejamento da expansão do sistema de transmissão, foram desenvolvidos e implementados programas computacionais. Com a finalidade de demonstrar a viabilidade técnica do modelo matemático com controladores FACTS e *links* HDVC foram realizadas simulações em dois sistemas testes. O primeiro, uma versão modificada do sistema teste do Conselho de Coordenação do Sistema Ocidental (*WSCC - Western System Coordinating Council*) (86, 72) e o segundo uma versão adaptada do conhecido sistema de 118 barras do IEEE (87). As cargas são modeladas como injeções de potência constantes e a potência base adotada é de $|S_{base}| = 100MVA$ para ambos os sistemas. Com relação aos parâmetros do algoritmo de Evolução Diferencial, as populações apresentam tamanhos diferente para cada sistemas. Assim, foram atribuídos 60 indivíduos para o sistema WSCC e 500 para o sistema IEEE-118 barras. O critério de parada adotado no DE para os dois sistemas é o número máximo de 50 iterações, valor este escolhido através de um processo de tentativa e erro. Na prática, a estagnação na busca também poderia ter sido usada como um critério de parada alternativo. Não existe um procedimento formal para selecionar o número máximo de iterações.

5.1 Sistema modificado WSCC

A versão modificada do sistema WSCC não apresenta convergência no caso base, ou seja, o fluxo de potência CA não atende a demanda e/ou restrições do problema sem que alguma atualização seja realizada na rede. Os parâmetros das barras e das linhas são apresentados no Apêndice A.1.

Na topologia CA inicial do sistema, as barras são conectados através de 9 linhas de transmissão CA. O sistema possui 3 cargas e 3 geradores. Existe ainda um dispositivo SVC na barra 9, modelado como uma injeção de potência reativa com limite superior e inferior igual a 0,5 pu e 0 pu, respectivamente. A Figura 13 ilustra o sistema WSCC

inicial. As simulações realizadas consideram a possibilidade de 4 situações no processo do planejamento da expansão da transmissão, sendo eles:

- I) Somente linhas CA no processo;
- II) Linhas CA e corte de carga (compensação shunt);
- III) Linhas CA e sistema MTDC;
- IV) Geração despachável e não despachável, considerando dispositivos FACTS.

As duas primeiras situações correspondem a maioria dos trabalhos encontrados na literatura relacionados ao PET, como por exemplo em (53, 88, 89, 90). A carga do sistema foi incrementada em 2,5 vezes do seu valor base, mostrado em A.1. Esse incremento na carga se deve ao fato do sistema ser robusto e convergir facilmente sem qualquer mudança em sua topologia quando utilizado o valor de carga nominal.

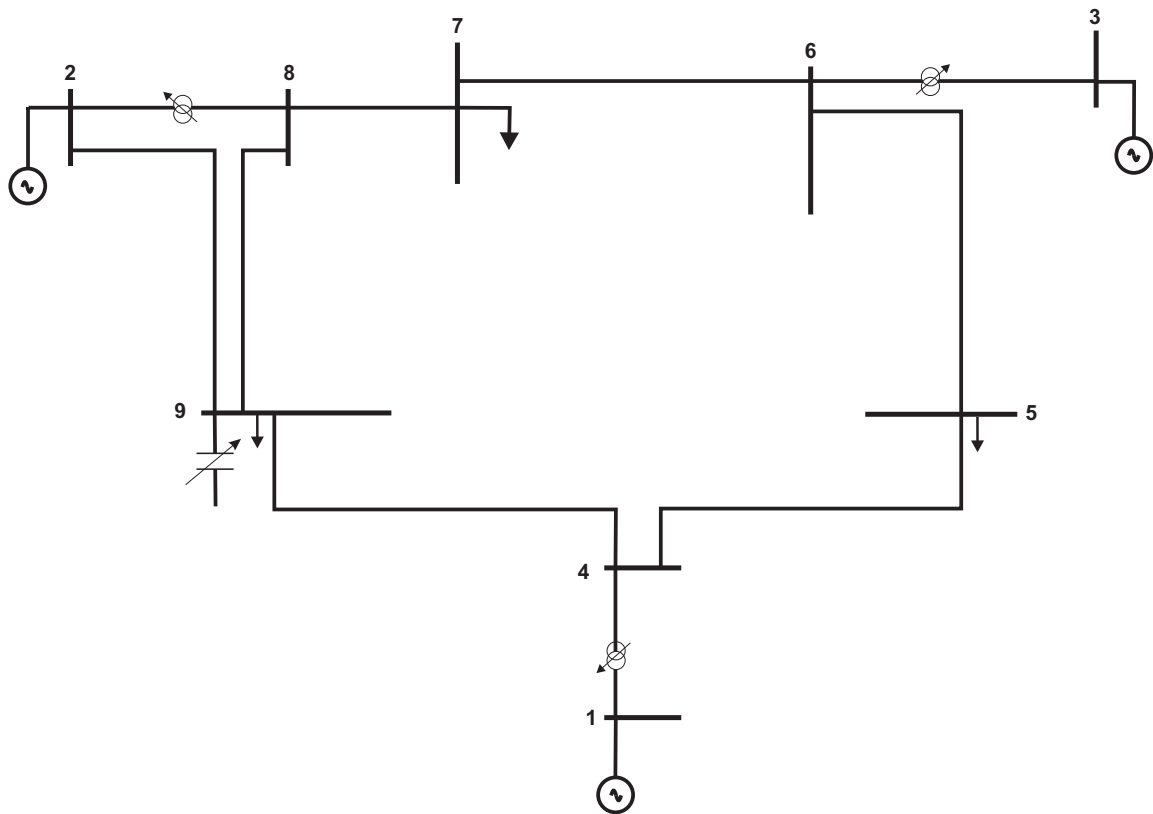


Figura 13 – Sistema teste WSCC modificado.

5.1.1 Teste I

Inicialmente o modelo faz uso da estratégia de adicionar apenas linhas de transmissão CA ao problema de expansão da rede, permitindo até duas novas linhas nos ramos

mostrados na Tabela 2. Os resultados obtidos com esse primeiro teste, tem por finalidade ser a base comparativa para as demais situações descritas anteriormente.

Tabela 2 – Ramos candidatos e custos.

Ramo Candidato	De Barra	Para Barra	Custo ($10^6 \times \$$)	Capacidade (S) (pu)
CA1	1	4	55	2
CA2	4	5	40	2
CA3	5	6	60	2
CA4	3	6	35	2
CA5	6	7	60	2
CA6	7	8	35	2
CA7	8	2	85	2
CA8	8	9	40	2
CA9	9	4	50	2
*CA10	3	7	45	1,5
*CA11	2	9	65	1,5
*CA12	5	1	75	1,5

* Novas possibilidades de linhas CA.

Para o novo cenário de carga, o sistema não possui convergência, isto é, não é possível com a topologia atual atender a todas as restrições do problema e consequentemente não atender as cargas de maneira satisfatória. Ao permitir que novas linhas CA sejam construídas, o sistema converge como mostrado na Tabela 3. Para satisfazer a todas as restrições do problema de modo a obter o menor investimento, a construção de 5 novas linhas se faz necessária. Entre as barras 4 e 5 (CA2), que já possui uma linha instalada, a construção de uma nova linha é sugerida. Também, sugere-se que dois novos ramos sejam criados, ou seja, CA11 e CA12. Esses novos ramos conectam barras de geração a barras de carga. O investimento total é então de $\$320 \times 10^6$.

Tabela 3 – Sistema WSCC - somente linhas CA.

Ramo	Custo ($\$10^6$)
CA2	40
CA11 \times 2	130
CA12 \times 2	150
Total	320

5.1.2 Teste II

Ao sistema WSCC modificado é então permitido além da construção de novas linhas CA, o corte de carga. Nesse caso, o corte de carga representa a compensação shunt necessária para atender as restrições de maneira mais econômica. O custo associado a compensação shunt (β) é de \$100000/MVAr, enquanto α , custo relacionado ao corte de potência ativa, é fixado em um valor elevado (\$10⁹/MW), com o objetivo de obter um valor nulo de corte de potência ativa no resultado final ($\alpha\rho = 0$), isto é, um custo alto para o corte de potência ativa tende a tornar esse corte desinteressante e oneroso. O resultado obtido, Tabela 4, indica que caso ocorra compensação shunt, a topologia apresenta convergência. Essa compensação pode ser realizada através de capacitores ou mesmo geradores.

Tabela 4 – Sistema WSCC - Linhas CA e Compensação Shunt.

Tabela 5 – Linhas CA.

Ramo	Custo (\$10 ⁶)
CA1	55
CA3	60
CA4	35
CA10	45
Total	195

Tabela 6 – Compensação shunt.

Barra	Comp. (MVAr)	Custo da Comp. (\$10 ⁶)
5	305,11	30,51
9	113,60	11,36
Total	418,71	41,87

O custo total referente a adição de novas linhas CA e a compensação shunt é de \$236,87 · 10⁶, uma redução de aproximadamente 26% comparado ao teste anterior. A Tabela 4 mostra que ao adicionar 4 novas linhas a topologia, dentre elas a linha CA10 que liga uma barra de geração a uma de carga, e ao efetuar a compensação shunt adequada, o sistema atende a todas as restrições do problema. O valor da compensação shunt (Tabela 6) é maior do que o valor total da carga reativa, esse fato indica que para cumprir a todos os requisitos do sistema, deve haver uma geração de potência reativa ou compensação responsável por suprir parte da carga, bem como perdas de potência reativa, além de manter o perfil de tensão dentro dos limites.

5.1.3 Teste III

Ao sistema WSCC é permitido nesse teste a possibilidade de instalação de linhas CC, podendo então formar um sistema MTDC. O sistema MTDC pode ser composto de até 4 estações conversoras, 5 barras e 4 linhas CC. Esse sistema pode ser conectado ao sistema CA nos barramentos 5, 6, 7 e 9 através de conversores VSC. A Figura 14, ilustra o

sistema MTDC que pode ser construído. Os parâmetros das estações VSC são encontrados na sessão 3.3, mesmos parâmetros utilizados em (68, 69).

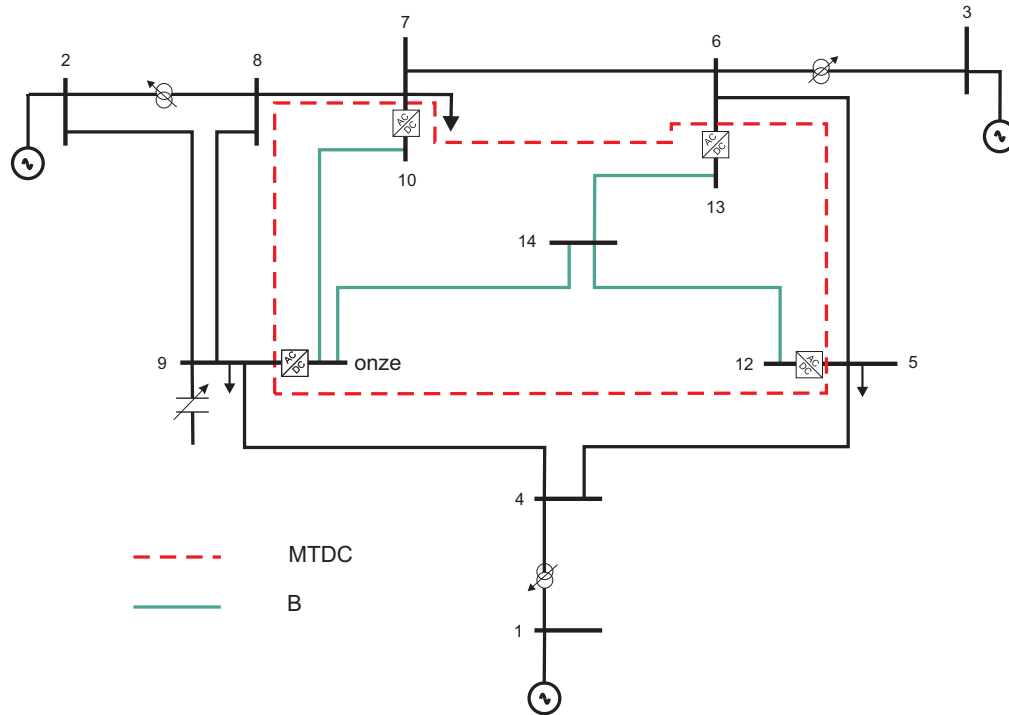


Figura 14 – Sistema WSCC - Possíveis conexões CC.

Assim, os possíveis candidatos CC são os mostrados na Tabela a seguir.

Tabela 7 – Sistema WSCC - Linhas CC candidatas.

Nome Ramo Candidato	De Barra	Para Barra	r (pu)	Capacidade S (pu)	Custo ($10^6 \times \$$)
CC1	10	11	0.0073	2.76	20
CC2	11	14	0.0109	2.76	35
CC3	14	12	0.0091	2.76	25
CC4	14	13	0.0065	2.76	30

Para cada nova estação conversora VSC instalada na rede, um valor fixo de \$500000 (custo de instalação) é adicionado ao custo da nova linha CC. Os resultados obtidos, Tabela 8, indicam que construção de 3 linhas CC, juntamente com 3 novas linhas CA tornam possível atender a demanda e as restrições do sistema. Os conversores instalados (barras CA 5, 6, 7 e 9) adicionam $\$2 \cdot 10^6$ ao custo total ao planejamento da expansão da transmissão.

É importante perceber que a inclusão de linhas CC contribui em dois aspectos muito importantes para o processo de planejamento:

- Aumento a capacidade de transmissão, uma vez que novos caminhos para o fluxo de potência ativa estão disponíveis;
- Possibilidade de realizar um controle da potência reativa, através das estações conversoras VSC, já que são capazes de gerar ou consumir potência reativa.

5.1.4 Teste IV

A abordagem proposta nesse trabalho possibilita gerenciar a geração despachável e não despachável. Assim, o objetivo desse teste é também estudar o problema do planejamento da expansão para cenários em que não são possíveis alterações nas potências geradas. Essa geração (por exemplo, eólica, solar) foi modelada como uma barra PV que impõe uma geração fixa, Tabela 9. Para esse teste, adições de linhas CA, CC, dispositivos FACTS são permitidos usando o modelo proposto, considerando compensação shunt. As linhas candidatas (CA e CC) são as mesmas dos testes anteriores, equanto as barras CA e ramos CA que podem receber a conexão de um SVC ou TCSC, respectivamente, são os mostrados na Tabela 10.

Tabela 9 – Sistema WSCC - Geração não despachável

Gerador	Barra	P (pu)	Q (pu)
G3	3	1,5	2,0

Tabela 10 – Sistema WSCC - Candidatos a receber dispositivos FACTS.

SVC (Barra)	TCSC (Ramo)
2	CA2
5	CA5
6	CA9

Os limites de potência reativa do SVC e os limites da reatância do TCSC são respectivamente:

$$-0,10 \text{ (pu)} \leq Q_{SVC} \leq 3,50 \text{ (pu)}$$

$$-0,7X_{linha} \text{ (pu)} \leq X_{TCSC} \leq 0,2X_{linha} \text{ (pu)}$$

É importante estudar o problema da expansão considerando cenários em que a geração não pode ser despachada, uma vez que esse fato é recorrente em sistemas de energia. Assume-se nesse caso 100% de penetração de energia renovável, com capacidades limitadas de controle, tais como geração baseada em energia eólica e sola, como realizado em (59). Assim, para explorar o modelo proposto, avaliando sua aplicabilidade tanto em situações com geração despachável, quanto com geração não despachável, quatro combinações foram definidas, sendo elas:

- a) Compensação *shunt* + CA/MTDC + geradores despacháveis e não despacháveis;
- b) Compensação *shunt* + CA/MTDC + geradores despacháveis;
- c) Compensação *shunt* + SVC + TCSC + CA/MTDC + geradores despacháveis e não despacháveis;
- d) Compensação *shunt* + SVC + TCSC + CA/MTDC + geradores despacháveis.

Os resultados são apresentados nas Tabelas de 11 à 14.

Tabela 11 – Sistema WSCC - Resultado da Combinação a).

Nova(s) Linha(s)		Comp. Shunt	
Ramo	Conversor(es)	Barra	Q (pu)
CA1	<i>na</i>	5	1,28
CA2	<i>na</i>	9	1,69
CA4	<i>na</i>	-	-
CA7	<i>na</i>	-	-
2×CA10	<i>na</i>	-	-
CC1	2	-	-
Custo Total (\$10 ⁶)	310,82		

na = Não se Aplica.

Tabela 12 – Sistema WSCC - Resultado da Combinação b).

Nova(s) Linha(s)		Comp. Shunt	
Ramo	Conversor(es)	Barra	Q (pu)
CA1	<i>na</i>	5	1,59
CA4	<i>na</i>	7	0,39
CC3	1	9	1,23
CC4	1	-	-
Custo Total (\$10 ⁶)	178,18		

na = Não se Aplica.

O processo de convergência para o teste da combinação “b)” é ilustrado na Figura 16. Nas três repetições do caso, a convergência foi alcançada antes da iteração 20, indicando que provavelmente um número menor de iterações ou mesmo uma população reduzida já fosse o suficiente para obter um bom resultado, acelerando inclusive o processo de planejamento. Situações análogas foram encontradas para as demais combinações.

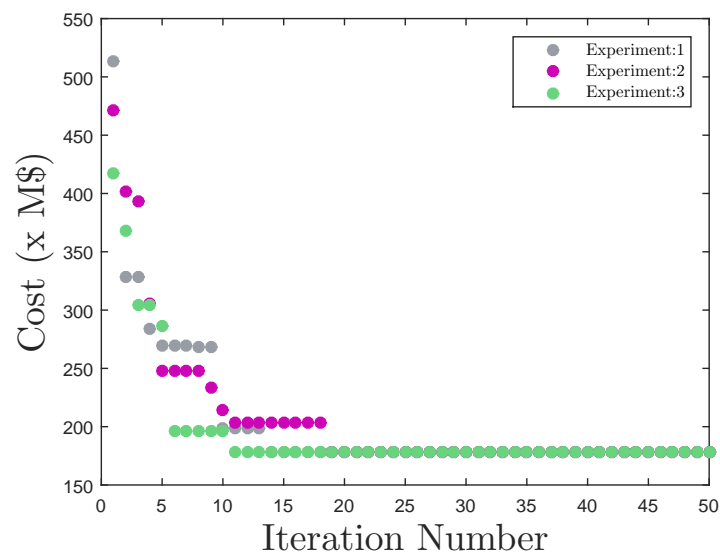


Figura 16 – Sistema WSCC - Processo de convergência combinação b).

Tabela 13 – Sistema WSCC - Resultado da Combinação c).

Nova(s) Linha(s)		Barra	Ramo	Comp. Shunt	
Ramo	Conversor(es)	SVC	TCSC	Barra	Q (pu)
CA1	<i>na</i>	6	CA5	5	1,49
CA2	<i>na</i>	-	CA9	9	0,94
CA7	<i>na</i>	-	-	-	-
CA10	<i>na</i>	-	-	-	-
CC3	1	-	-	-	-
CC4	1	-	-	-	-
Custo Total (\$10 ⁶)	307,39				

na = Não se Aplica.

Tabela 14 – Sistema WSCC - Resultado da Combinação d).

Nova(s) Linha(s)		Barra	Ramo	Comp. Shunt	
Ramo	Conversor(es)	SVC	TCSC	Barra	Q (pu)
CA1	<i>na</i>	5	CA7	5	0,19
CA4	<i>na</i>	-	-	9	1,20
CC3	1	-	-	-	-
CC4	1	-	-	-	-
Custo Total (\$10 ⁶)	167,54				

na = Não se Aplica.

Os resultados confirmam que a inclusão de estações conversoras VSC, contribuem para a redução da compensação de reativos via geradores ou banco de capacitores. Observação essa já discutida na seção 5.1.3 (Teste III). A discussão mais pertinente e até então não analisada neste trabalho, consiste no impacto da geração não despachável (com controles limitados) no planejamento da expansão. Nas duas situações em que o gerador da barra 3 foi tido com uma geração fixa, os custos da expansão acabaram sendo maiores do

que os resultados obtidos com geração completamente despachável. As combinações “a)” e “b)”, por exemplo, ao serem comparadas mostram que o custo da expansão para o sistema contendo geração fixa é aproximadamente 75% maior. O mesmo ocorre ao comparar as combinações “c)” e “d)”. Esses valores mais elevados são explicados pelo excesso de potência reativa na barra 3, que tende a aumentar a tensão na própria barra e em sua vizinhança, forçando então investimentos nessa região. Também, reforços nessa área são necessários, uma vez que a geração na barra 3 ($|S_{G3}| = 2,5$ pu) é maior do que a capacidade de transmissão da linha CA4 ($|S_{36}| = 2$ pu). Então, nas combinações “a)” e “c)”, linhas que estão conectadas a barra 3 são construídas, CA4 e/ou CA10, para distribuir a potência gerada nessa barra. A combinação “c)” apresenta uma pequena vantagem com relação a “a)”, pois dispositivos FACTS são permitidos no processo de expansão. Deste modo, o SVC instalado na barra 6, consome parte da potência reativa do sistema, 10 MVar, enquanto os dois TCSC aumentam a capacidade das linhas. Esses dispositivos contribuem então para uma menor quantidade de novas linhas e uma redução na compensação *shunt*. Resultado semelhante ocorre quando comparados os casos “b)” e “d)”, em que a inclusão de dispositivos FACTS reduzem, embora não significativamente, os custos da expansão do sistema. O SVC instalado na barra 5 (caso “d)”) injeta no sistema 150 MVar, realizando assim uma compensação shunt nessa região. As estações conversoras em todos os casos, são utilizadas para absorver parte do excedente de potência reativa, especialmente nos casos de geração não despachável.

5.2 Sistema modificado IEEE-118 barras

Neste trabalho, além do sistema modificado WSCC, o conhecido sistema de 118 barras do IEEE é empregado para avaliar o modelo e a metodologia propostos, pois tal sistema é suficientemente grande para observar o comportamento do modelo no planejamento da expansão. Os dados detalhados dos ramos, dados de geração, dados de carga e custos de cada ramos são mostrados no Apêndice A.2. Esse sistema apresenta um total de 53 barras classificadas como PV, uma barra de referência, 186 ramos e 91 barras de carga.

Assim como no sistema WSCC, a carga foi incrementada em 2,5 vezes do seu valor base, devido a robustez do sistema. As linhas CA e CC candidatas no processo de expansão são as mostradas nas Tabelas 15 e 16, sendo o número máximo de novas linhas por circuito igual a dois para ramos CA e um para CC.

Tabela 15 – Linhas CA candidatas - Sistema IEEE-118 barras.

Ramo Candidato	De Barra	Para Barra
CA3	4	5
CA4	3	5
CA14	3	12
CA30	23	24
CA44	15	33
CA45	19	34
CA54	30	38
CA99	49	66
CA106	49	69
CA115	70	75
CA127	81	80
CA140	90	91
CA149	82	96
CA159	99	100
CA176	110	111
CA180	32	114

Tabela 16 – Sistema IEEE-118 barras - Linhas CC candidatas.

Nome Ramo Candidato	De Barra CA	Para Barra CA	r (pu)	Capacidade S (pu)	Custo (\$10 ⁶)
CC1	27	115	0,005	1,0	8,892
CC2	32	114	0,005	1,0	7,344
CC3	30	38	0,005	1,0	6,480
CC4	49	66	0,005	1,0	11,028
CC5	49	69	0,005	1,0	32,400
CC6	83	85	0,005	1,0	14,800
CC7	85	89	0,005	1,0	17,300

Utilizando somente linhas CA como possibilidades de expansão, o sistema não é capaz de satisfazer a todos os requisitos e restrições operacionais. Assim, foram aplicadas os seguintes casos ao planejamento da expansão da transmissão::

- I) Compensação *shunt* + linhas CA/MTDC;
- II) Compensação *shunt* + SVC + TCSC + linhas CA/MTDC.

Cada uma delas foi simulada considerando dois casos: a) todos os geradores são despacháveis e b) parte dos geradores possuem geração fixa, sendo esses mostrados na Tabela a seguir.

Tabela 17 – Sistema IEEE-118 barras - Geração não despachável.

Gerador	Barra	P (pu)	Q (pu)
G2	4	1,00	3,00
G6	12	1,85	1,20
G7	15	1,00	3,00
G10	24	1,00	3,00
G16	34	1,00	0,24
G21	49	3,04	2,10
G23	55	1,00	0,23
G31	70	1,00	0,32
G50	110	1,00	0,23

Além da geração fixa, há ainda as barras e ramos candidatos a receber um dispositivo FACTS, como mostrado na Tabela a seguir.

Tabela 18 – Sistema IEEE-118 Barras - Candidatos a receber dispositivos FACTS.

SVC (Barra)	TCSC (Ramo)
3	CA3
27	CA18
42	CA34
59	CA39
60	CA66
-	CA109

Os limites de potência reativa do SVC (91) e os limites da reatância do TCSC são respectivamente:

$$0 \text{ (pu)} \leq Q_{SVC} \leq 3,30 \text{ (pu)}$$

$$-0,7X_{linha} \text{ (pu)} \leq X_{TCSC} \leq 0,2X_{linha} \text{ (pu)}$$

Os resultados obtidos com o modelo e os cenários descritos fornecem informações gerais valiosas sobre o sistema elétrico. Assim, considerando as interações das restrições da rede com as alternativas de expansão, as necessidades de novos investimentos no sistemas de transmissão podem ser identificadas. Vale ressaltar que em todos os casos a geração fixa representou cerca de 20% de toda a geração do sistema. A seguir, os resultados para cada um dos casos são mostrados.

Tabela 19 – Sistema IEEE-118 barras - Caso I com geração fixa (Tabela 17)

Nova(s) Linha(s)		Comp. Shunt	
Ramo	Conversor(es)	Barra	Q (pu)
CA30	<i>na</i>	1	0,29
CC5	2	13	0,22
	-	21	0,18
	-	22	0,57

Continua na próxima página

Tabela 19 – *Continua na página anterior*

Nova(s) Linha(s)		Comp. Shunt	
Ramo	Conversor(es)	Barra	Q (pu)
	-	23	2,26
	-	33	0,23
	-	43	0,26
-	-	44	0,28
-	-	45	0,09
	-	50	0,20
-	-	51	0,63
-	-	52	0,16
-	-	53	0,02
-	-	67	0,22
-	-	74	0,32
-	-	76	0,78
-	-	78	0,59
-	-	79	0,02
-	-	82	0,89
	-	83	0,42
	-	95	0,90
	-	96	0,23
	-	117	0,11
	-	118	0,52
Custo Total (\$10 ⁶)	156,21		

Continua na próxima página

Tabela 19 – *Continua na página anterior*

Nova(s) Linha(s)		Comp. Shunt	
Ramo	Conversor(es)	Barra	Q (pu)

na = Não se Aplica.

Tabela 20 – Sistema IEEE-118 barras - Caso I sem geração fixa.

Nova(s) Linha(s)		Comp. Shunt	
Ramo	Conversor(es)	Barra	Q (pu)
CC5	2	1	0,21
-	-	13	0,16
-	-	20	0,16
-	-	21	0,22
-	-	33	0,21
-	-	43	0,26
-	-	44	0,30
-	-	45	0,06
-	-	50	0,17
-	-	51	0,61
-	-	52	0,16
-	-	53	0,03
-	-	67	0,16
-	-	74	0,26
-	-	76	0,77
-	-	78	0,63
-	-	82	0,89

Continua na próxima página

Tabela 20 – *Continua na página anterior*

Nova(s) Linha(s)		Comp. Shunt	
Ramo	Conversor(es)	Barra	Q (pu)
-	-	83	0,42
-	-	95	0,90
-	-	96	0,23
-	-	117	0,07
-	-	118	0,50
Custo Total (\$10 ⁶)		117,59	

As Tabelas 19 e 20 apresentam uma diferença marcante entre si, relacionada com a compensação *shunt*. Ao fixar a geração em alguns geradores o fluxo de potência no sistema se altera, não necessariamente de modo positivo. Como resultado desse excesso ou falta de potência reativa em uma determinada região, a compensação *shunt* ocorre em maior intensidade. A compensação de reativos para o caso de geração fixa é cerca de 30% maior quando comparado ao caso sem geração fixa.

Tabela 21 – Sistema IEEE-118 barras - Caso II com geração fixa (Tabela 17).

Nova(s) Linha(s)		SVC		TCSC		Comp. Shunt	
Ramo	Conversor(es)	Barra	Q_{SVC} (pu)	Ramo	X_{TCSC} (pu)	Barra	Q (pu)
CA30	<i>na</i>	3	0,26	CA3	-0,0064	13	0,17
CC5	2	-	-	CA18	-0,1654	21	0,14
-	-	-	-	CA34	0,0256	22	0,51
-	-	-	-	CA39	-0,1250	23	1,78
-	-	-	-	CA66	0,0969	33	0,15
-	-	-	-	CA109	-0,3292	43	0,25

Continua na próxima página

Tabela 21 – *Continua na página anterior*

Nova(s) Linha(s)		SVC		TCSC		Comp. Shunt	
Ramo	Conversor(es)	Barra	Q_{SVC} (pu)	Ramo	X_{TCSC} (pu)	Barra	Q (pu)
-	-	-	-	-	-	44	0,30
-	-	-	-	-	-	45	0,08
-	-	-	-	-	-	50	0,18
-	-	-	-	-	-	51	0,61
-	-	-	-	-	-	52	0,16
-	-	-	-	-	-	53	0,03
-	-	-	-	-	-	67	0,16
-	-	-	-	-	-	74	0,41
-	-	-	-	-	-	76	0,78
-	-	-	-	-	-	78	0,65
-	-	-	-	-	-	82	0,89
-	-	-	-	-	-	83	0,41
-	-	-	-	-	-	95	0,90
-	-	-	-	-	-	96	0,21
-	-	-	-	-	-	117	0,05
-	-	-	-	-	-	118	0,54
Custo Total (\$10 ⁶)	147,49						

na = Não se Aplica.

Tabela 22 – Sistema IEEE-118 barras - Caso II sem geração fixa.

Nova(s) Linha(s)		SVC		TCSC		Comp. Shunt	
Ramo	Conversor(es)	Barra	Q_{SVC} (pu)	Ramo	X_{TCSC} (pu)	Barra	Q (pu)
CA30	<i>na</i>	3	0,22	CA3	-0,0010	13	0,10
CC5	2	59	0,10	CA18	-0,0144	20	0,12
-	-	-	-	CA34	0,0041	21	0,21
-	-	-	-	CA39	-0,0200	33	0,15
-	-	-	-	CA66	0,0155	43	0,24
-	-	-	-	CA109	-0,0527	44	0,30
-	-	-	-	-	-	45	0,07
-	-	-	-	-	-	50	0,14
-	-	-	-	-	-	51	0,58
-	-	-	-	-	-	52	0,16
-	-	-	-	-	-	53	0,05
-	-	-	-	-	-	67	0,10
-	-	-	-	-	-	74	0,16
-	-	-	-	-	-	76	0,76
-	-	-	-	-	-	78	0,70
-	-	-	-	-	-	82	0,86
-	-	-	-	-	-	83	0,38
-	-	-	-	-	-	95	0,88
-	-	-	-	-	-	96	0,19
-	-	-	-	-	-	117	0,04

Continua na próxima página

Tabela 22 – Continua na página anterior

Nova(s) Linha(s)		SVC		TCSC		Comp. Shunt	
Ramo	Conversor(es)	Barra	Q_{SVC} (pu)	Ramo	X_{TCSC} (pu)	Barra	Q (pu)
-	-	-	-	-	-	118	0,48
Custo Total (\$10 ⁶)	112,42						

na = Não se Aplica.

De modo análogo ao cenário I, com e sem geração fixa, as Tabelas 21 e 22 indicam um acréscimo de aproximadamente 30% no valor da compensação *shunt* quando geradores não despacháveis são inseridos. A possibilidade de inclusão de dispositivos FACTS porém, reduz a necessidade da compensação de reativos em ambos os casos de geração. Assim, como observado nos testes com o sistema WSCC, tais dispositivos, juntamente com as estações conversoras e linhas CC, ampliam a capacidade de transmissão do sistema, bem como realizam um pequeno controle de reativos, contribuindo para que todas as restrições do problema sejam atendidas. A linha CC5 foi tida como benéfica em todos os casos simulados, isso porque essa linha contribui para a conexão de duas grandes áreas do sistema (Áreas 2 e 3), tornando-se um caminho importante para o fluxo de potência, como pode ser visto através do Diagrama Unifilar na Figura 18 (Disponível em (92)).

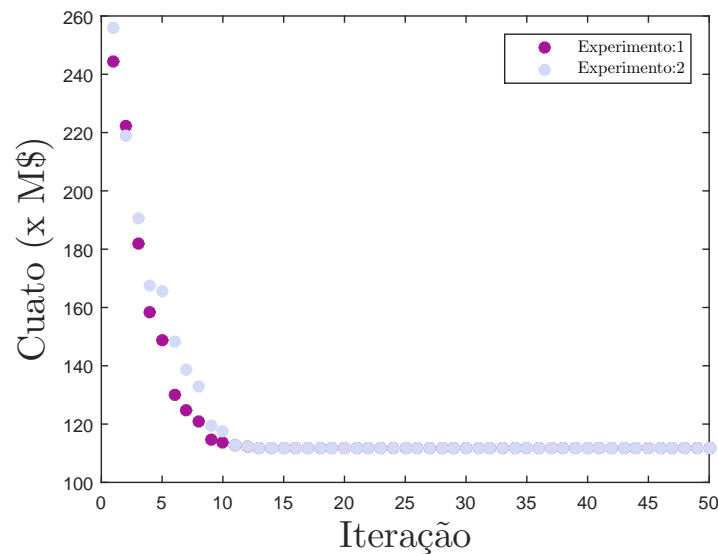


Figura 17 – Sistema IEEE-118 barras - Convergência para o Caso II, sem geração fixa.

A Figura anterior ilustra o processo de convergência para o resultado obtido na Tabela 22. Dois experimentos foram realizados, ou seja, o teste foi realizado duas vezes consecutivas, sendo o resultado encontrado o mesmo. A convergência para o menor custo ocorre antes da 15ª iteração, indicando que o número de iterações e o tamanho da população adotado no DE são maiores do que o necessário para se obter um bom resultado. A redução desses números poderia acelerar o processo de planejamento.

A baixa incidência de novas linhas em todos os casos, CA ou CC, ou mesmo o número de dispositivos FACTS SVC é explicado pelos custos adotados, especialmente com relação a compensação reativa, ou seja, o valor associado a variável β contribui para que linhas e FATCS não sejam priorizados. Para demonstrar esse fato, um teste considerando $\beta = \$1 \cdot 10^6$ foi realizado para o caso II, sem geração fixa. Os resultados da Tabela a seguir, mostram uma redução expressiva na compensação *shunt*, um aumento no número de estações conversoras e em dispositivos SVC. Esses últimos acabam por contribuir no controle de reativos. No entanto o custo mais elevado da compensação *shunt* e o valor das estações conversoras acabam encarecendo o custo final do planejamento.

Tabela 23 – Sistema IEEE-118 barras - Caso II sem geração fixa ($\beta = \$1 \cdot 10^6$).

Nova(s) Linha(s)		SVC		TCSC		Comp. Shunt	
Ramo	Conversor(es)	Barra	Q_{SVC} (pu)	Ramo	X_{TCSC} (pu)	Barra	Q (pu)
CA99	<i>na</i>	3	0,93	CA3	-0,0060	20	0,07
CC3	2	59	1,94	CA34	0,0256	21	0,19
CC5	2	90	0,01	CA39	-0,1250	43	0,12
CC6	2	-	-	CA66	-0,2584	44	0,30
-	-	-	-	CA109	-0,3292	52	0,19
-	-	-	-	-	-	51	0,01
-	-	-	-	-	-	74	0,18
-	-	-	-	-	-	76	0,76
-	-	-	-	-	-	78	0,42
-	-	-	-	-	-	95	0,69

Continua na próxima página

Tabela 23 – Continua na página anterior

Nova(s) Linha(s)		SVC		TCSC		Comp. Shunt	
Ramo	Conversor(es)	Barra	Q_{SVC} (pu)	Ramo	X_{TCSC} (pu)	Barra	Q (pu)
-	-	-	-	-	-	118	0,50
Custo Total (\$10 ⁶)	481,64						

na = Não se Aplica.

Os resultados em todos os testes reforçam que o modelo proposto é capaz de ser empregado facilmente nas mais diversas situações. Sendo portanto, uma opção de ampla atuação para os atuais sistemas inteligentes.

5.2.1 Teste Adicional: Perdas de Potência Ativa no Sistema

No caso do teste dessa seção, as perdas de potência ativa no sistema foram incluídas como custos adicionais na função objetivo, de acordo com a Equação (4.17).

A variável γ , que é o custo relacionado a geração necessária para suprir as perdas de potência ativa, foi atribuído o valor igual a $\$1 \cdot 10^6/\text{MW}$ para o caso II com e sem geração fixa. Os resultados são os apresentados a seguir.

Tabela 24 – Sistema IEEE-118 barras - Sem gerador fixo e com $\gamma = \$1 \cdot 10^6/\text{MW}$.

Nova(s) Linha(s)		SVC		TCSC		Comp. Shunt	
Ramo	Conversor(es)	Barra	Q_{SVC} (pu)	Ramo	X_{TCSC} (pu)	Barra	Q (pu)
CA99	<i>na</i>	3	0,29	CA3	-0,0060	13	0,15
CC5	2	-	-	CA18	-0,1373	21	0,15
-	-	-	-	CA34	0,0079	21	0,20
-	-	-	-	CA39	-0,0209	33	0,17

Continua na próxima página

Tabela 24 – Continua na página anterior

Nova(s) Linha(s)		SVC		TCSC		Comp. Shunt	
Ramo	Conversor(es)	Barra	Q_{SVC} (pu)	Ramo	X_{TCSC} (pu)	Barra	Q (pu)
-	-	-	-	CA66	0,0969	43	0,24
-	-	-	-	CA109	-0,3292	44	0,30
-	-	-	-	-	-	45	0,06
-	-	-	-	-	-	51	0,17
-	-	-	-	-	-	52	0,20
-	-	-	-	-	-	53	0,17
-	-	-	-	-	-	74	0,16
-	-	-	-	-	-	76	0,70
-	-	-	-	-	-	78	0,72
-	-	-	-	-	-	79	0,08
-	-	-	-	-	-	82	0,77
-	-	-	-	-	-	83	0,27
-	-	-	-	-	-	95	0,79
-	-	-	-	-	-	117	0,04
-	-	-	-	-	-	118	0,48
Perdas (pu)	2,94						
Custo Total (\$10 ⁶)	414,27						

na = Não se Aplica.

A perda total de potência ativa para caso II sem geração fixo, descrito na seção anterior, foi de 327,78 MW. Ao inserir custos as perdas de potência ativa do sistema, o valor total foi reduzido para 294,42 MW, uma redução de aproximadamente 10%. Porém, o valor

total do investimento apresentou um expressivo, ou seja de $\$112,42 \cdot 10^6$ para $\$414,27 \cdot 10^6$. Ao adotar um valor menor para γ ($\gamma = \$100 \cdot 10^3/\text{MW}$), a redução no valor das perdas de potência ativa foi de 5% (310,28 MW), enquanto o valor total do investimento teve um acréscimo de 27% ($\$143,82 \cdot 10^6$). Assim, a adoção de valores corretos de geração interferem significativamente no resultado final.

5.3 Conclusão parcial - Sistema WSCC e IEEE-118 barras

A geração não despachável torna o problema mais complexo, uma vez que dificulta a convergência. Esse fato ocorre pois todo o sistema precisa se reorganizar, isto é, tensões das barras e fluxos, em função de cada gerador não despachável. Então, os custos tendem a serem maiores nesses casos. Obviamente, os custos associados com as linhas, dispositivos FACTS, conversores e compensação *shunt* afetam diretamente o resultado final. Por exemplo, altos custos para a compensação *shunt* podem priorizar a construção de novas linhas. No entanto, tomando como real os custos atribuídos a esses sistemas e dessa maneira confrontando todos resultados obtidos, fica evidente que a possibilidade de outras alternativas, além de linhas CA, impactam positivamente o processo de expansão da transmissão, por isso a necessidade de ferramentas e modelos capazes de contemplar essas novas variáveis do sistema elétrico. Esse trabalho então vai ao encontro dessa nova necessidade.

Conclusões e Considerações Finais

Nesta tese é abordado o planejamento da expansão da transmissão de sistemas de energia elétrica através de um modelo misto CA/CC, em que o tradicional modelo CC da rede é substituído por um modelo mais completo. Essa substituição se deve as inúmeras melhorias técnicas e a crescente demanda por energia, que impactam direta e indiretamente o problema de planejamento da expansão da transmissão ao inserirem inúmeras variáveis ao problema. Variáveis essas oriundas, por exemplo, de fontes de energia não controláveis (eólica, solar, etc.), *links* HVDC (ou mesmo sistemas MTDC) e dispositivos FACTS. O modelo CC começa então, a ser questionado em situações nas quais a complexidade do sistema elétrico cresce e necessidade por resultados mais confiáveis se torna progressivamente importante e indispensável. O modelo desenvolvido e adotado nesse trabalho então, engloba algumas das principais mudanças do sistema elétrico, como a conexão de sistemas assíncronos ao sistema CA principal e a possibilidade de inclusão de dispositivos FACTS a rede. Além disso, o modelo aqui proposto possibilita identificar a necessidade de geração em alguma região do sistema. Para isso, foi incluído ao modelo a possibilidade de corte de carga ativo e reativo, modelado pela adição de geradores artificiais nas barras de carga (PQ) e inserido na função objetivo. Ao corte de carga ativo foi imposto um custo elevado, desta forma, o corte de carga ativo é uma alternativa desinteressante e inviável economicamente, ficando ausente do plano final. O modelo e a abordagem propostos foram testados em dois sistemas teste e em cada um cenários diferentes foram aplicados. Os resultados numéricos mostram que as melhores soluções para o planejamento da expansão foram alcançadas ao considerar algumas alternativas, sendo elas candidatos CA, CC, dispositivos FACTS e compensação *shunt*. É interessante notar a importância da inclusão das estações conversoras VSC ao planejamento, sendo responsáveis por realizar uma compensação de reativos localmente, além de ampliar a capacidade de transmissão de potência ativa no sistema. Evidentemente, não há a necessidade de sempre considerar todas as alternativas possíveis para o planejamento da expansão da transmissão, uma vez que isso implica em grande esforço computacional, o que em alguns casos pode vir a inviabilizar o processo de planejamento. No entanto, é interessante possuir um modelo e

uma ferramenta que permitam facilmente estender o estudo do planejamento a variadas situações, de acordo com as possibilidades e características de cada sistema e empresa de energia. Esse é o resultado mais significativo dessa tese: fornecer um modelo com a menor quantidade possível de simplificações, de modo a ser robusto, eficiente e de fácil aplicabilidade a numerosas situações. Por fim, esse modelo se torna ainda mais interessante no atual cenário das redes inteligentes, capazes de utilizar de maneira mais eficiente todos os recursos disponíveis na rede, especialmente o de controlar os fluxos de potência.

6.1 Sugestões para trabalhos futuros

O trabalho desenvolvido e apresentado nesta tese de doutorado não encerra o tema tratado e, portanto, são sugeridos os seguintes aspectos que ainda merecem ser estudados:

- Impacto da geração distribuída no planejamento ótimo da expansão da transmissão usando o modelo apresentado;
- Abordagem multi estágio do problema;
- Modelagem convexa incluindo HVDC;
- Inclusão de incertezas na demanda e geração usando otimização estocástica.

6.2 Publicações resultantes deste trabalho

Durante a realização deste trabalho de pesquisa foram realizadas as seguintes submissões:

- Torres, S. P. and de Araujo, R.A. and Castro, C.A. and Pissolato, J. Security constrained transmission expansion planning for smart transmission grids based on the AC network model. In: Transmission Distribution Conference and Exposition - Latin America (PES T D-LA), 2014 IEEE PES. **(Aceito)**
- de Araujo, R. and Torres, S. P. and Castro, C. and Pissolato, J. Integrated AC/DC Transmission Expansion Planning Model Considering VSC-MTDC Systems. In: 2017 IEEE Power Engineering Society General Meeting. **(Aceito)**
- Torres, S. P. and de Araujo, R.A. and Castro, C.A. and Pissolato, J. Impact of Distributed Generation on Optimal Transmission Expansion Planning. IEEE Transactions on Power Systems. Special Section on Advanced Methods in Grid Operation and Planning with High Penetration of Distributed Energy Resources. **(Em submissão)**

- de Araujo, R. and Torres, S. P. and Castro, C. and Pissolato, J. Transmission expansion planning using an AC model, considering MTDC systems and FACTS devices. IEEE Transactions on Power Delivery. **(Em submissão)**

Referências

- 1 ONS/EPE. *Previsões de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2016 - 2020. Revisão Quadrimestral 1*. [S.l.], 2016. Citado na página 19.
- 2 CO-OPERATION, O. for E.; DEVELOPMENT. *World Energy Outlook 2015*. [S.l.]: IEA, 2016. (World energy outlook). Citado na página 19.
- 3 MME/EPE. *Plano decenal de expansão de energia: 2024*. Brasília: MME/EPE, 2015. Citado na página 19.
- 4 FREI, C. et al. *World energy scenarios: Composing energy futures to 2050*. [S.l.], 2013. Citado na página 19.
- 5 HERTEM, D. V.; GHANDHARI, M.; DELIMAR, M. Technical limitations towards a supergrid a european prospective. In: *Energy Conference and Exhibition (EnergyCon), 2010 IEEE International*. [S.l.: s.n.], 2010. p. 302–309. Citado na página 20.
- 6 IEC. Grid integration of large-capacity renewable energy sources and use of large-capacity electrical energy storage. v. 3, 2012. Citado na página 20.
- 7 BRESSANE, J. M. Potencial de aplicação das tecnologias hvdc e facts no brasil - uma visão do planejador. 2017. Citado na página 20.
- 8 FALCÃO, D. M. Integração de tecnologias para viabilização da smart grid. 2010. Citado na página 20.
- 9 CLAUS, M. et al. Solutions for smart and super grids with hvdc and facts. In: *17th Conference of the Electric Power Supply Industry*. [S.l.: s.n.], 2008. Citado na página 20.
- 10 FELTES, J. W.; GEMMELL, B. D.; RETZMANN, D. From smart grid to super grid: Solutions with hvdc and facts for grid access of renewable energy sources. In: *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–6. Citado na página 20.
- 11 THEPPARAT, P. et al. Smart transmission system by hvdc and facts. In: *2013 IEEE Grenoble Conference*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–6. Citado na página 20.
- 12 YU, Q. Applications of flexible ac transmissions system (facts) technology in smartgrid and its emc impact. In: *2014 IEEE International Symposium on Electromagnetic Compatibility (EMC)*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 392–397. Citado na página 20.

- 13 TORRES, S.; CASTRO, C. Expansion planning for smart transmission grids using ac model and shunt compensation. *Generation, Transmission Distribution, IET*, v. 8, n. 5, p. 966–975, May 2014. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 44.
- 14 RIDER, M.; GARCIA, A.; ROMERO, R. Power system transmission network expansion planning using ac model. *Generation, Transmission Distribution, IET*, v. 1, n. 5, p. 731–742, September 2007. Citado na página 21.
- 15 ALGUACIL, N.; MOTTO, A.; CONEJO, A. Transmission expansion planning: a mixed-integer lp approach. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 18, n. 3, p. 1070–1077, Aug 2003. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 26.
- 16 GARVER, L. L. Transmission network estimation using linear programming. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-89, n. 7, p. 1688–1697, Sept 1970. Citado na página 21.
- 17 HEMMATI, R.; HOOSMAND, R.-A.; KHODABAKHSHIAN, A. State-of-the-art of transmission expansion planning: Comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 23, p. 312 – 319, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 25.
- 18 BENT, R.; TOOLE, G.; BERSCHIED, A. Transmission network expansion planning with complex power flow models. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 27, n. 2, p. 904–912, May 2012. Citado na página 21.
- 19 Dersin, P. *New insights in the use of the DC model for steady-state analysis of power systems*. 1979. Proc. 1978 IEEE Conf. on decision and control, incl. 17th Symp. on adaptive processes, San Diego/Calif. 1979, 871-877 (1979). Citado na página 23.
- 20 MONTICELLI, A. *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*. [S.l.]: Edgard. Blücher, 1985. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 29.
- 21 SHARIFNIA, A.; AASHTIANI, H. Z. Transmission network planning: A method for synthesis of minimum-cost secure networks. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-104, n. 8, p. 2025–2034, Aug 1985. Citado na página 23.
- 22 BAHIENSE, L. et al. A mixed integer disjunctive model for transmission network expansion. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 16, n. 3, p. 560–565, Aug 2001. Citado na página 23.
- 23 RAHMANI, M. *Study of new mathematical models for Transmission Expansion Planning Problem*. Tese (Doutorado) — UNESP, 2013. Citado na página 23.
- 24 NASCIMENTO, E. *Modelagem Generalizada do Problema de Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão*. Tese (Doutorado) — UNESP - Ilha Solteira, 2014. Citado na página 23.
- 25 ROMERO, R. et al. Test systems and mathematical models for transmission network expansion planning. *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, v. 149, n. 1, p. 27–36, Jan 2002. Citado na página 23.
- 26 ALHAMROUNI, I. et al. Transmission expansion planning using ac-based differential evolution algorithm. *IET Generation, Transmission Distribution*, v. 8, n. 10, p. 1637–1644, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 25.

- 27 TORRES, S.; CASTRO, C.; RIDER, M. J. Transmission expansion planning by using dc and ac models and particle swarm optimization. In: FORNARELLI, G. (Ed.). *Swarm Intelligence for Electric and Electronic Engineering*. [S.l.]: Engineering Science Reference, 2013. cap. 13. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 28.
- 28 RAHMANI, M. et al. Efficient method for {AC} transmission network expansion planning. *Electric Power Systems Research*, v. 80, n. 9, p. 1056 – 1064, 2010. Citado na página 25.
- 29 ZHANG, H. et al. An improved network model for transmission expansion planning considering reactive power and network losses. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 28, n. 3, p. 3471–3479, Aug 2013. Citado na página 25.
- 30 TORRES, S. et al. Security constrained transmission expansion planning for smart transmission grids based on the ac network model. In: *Transmission Distribution Conference and Exposition - Latin America (PES T D-LA), 2014 IEEE PES*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–6. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 49.
- 31 DOAGOU-MOJARRAD, H.; RASTEGAR, H.; GHAREHPETIAN, G. B. Probabilistic multi-objective hvdc/ac transmission expansion planning considering distant wind/solar farms. *IET Science, Measurement Technology*, v. 10, n. 2, p. 140–149, 2016. Citado na página 25.
- 32 BEERTEN, J.; COLE, S.; BELMANS, R. Generalized steady-state vsc mtdc model for sequential ac/dc power flow algorithms. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 27, n. 2, p. 821–829, May 2012. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 33.
- 33 ARABALI, A.; HOSSEINI, S. H.; MOEINI-AGHTAIE, M. Probabilistic multi-objective transmission investment and expansion planning. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, v. 25, n. 9, p. 1884–1904, 2015. Citado na página 25.
- 34 HENDERSON, M.; GAGNON, J.; BERTAGNOLLI, D. Planning issues for hvdc. In: *2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*. [S.l.: s.n.], 2006. p. 28–32. Citado na página 25.
- 35 ERGUN, H. et al. Technology and topology optimization for multizonal transmission systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 29, n. 5, p. 2469–2477, Sept 2014. Citado na página 25.
- 36 LOTFJOU, A.; FU, Y.; SHAHIDEHPOUR, M. Hybrid ac/dc transmission expansion planning. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 27, n. 3, p. 1620–1628, July 2012. Citado na página 25.
- 37 DOAGOU-MOJARRAD, H.; RASTEGAR, H.; GHAREHPETIAN, G. B. Interactive fuzzy satisfying-based hvdc/ac transmission expansion planning considering investment cost and network loss. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, v. 26, n. 11, p. 2425–2444, 2016. Citado na página 25.
- 38 DOMÍNGUEZ, A. H.; ESCOBAR, A. H.; GALLEGO, R. A. An {MILP} model for the static transmission expansion planning problem including hvac/hvdc links, security constraints and power losses with a reduced search space. *Electric Power Systems Research*, v. 143, p. 611 – 623, 2017. Citado na página 26.

- 39 GILES, M. B.; REGULY, I. Trends in high-performance computing for engineering calculations. *Philosophical Transactions of the Royal Society of London A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, v. 372, n. 2022, 2014. Citado na página 26.
- 40 AIIMPACTS. Trends in the cost of computing. 2015. Disponível em: <<http://aiimpacts.org/trends-in-the-cost-of-computing/>>. Citado na página 26.
- 41 ZHANG, H. et al. A mixed-integer linear programming approach for multi-stage security-constrained transmission expansion planning. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 27, n. 2, p. 1125–1133, May 2012. Citado na página 26.
- 42 ZHANG, F.; HU, Z.; SONG, Y. Mixed-integer linear model for transmission expansion planning with line losses and energy storage systems. *IET Generation, Transmission Distribution*, v. 7, n. 8, p. 919–928, Aug 2013. Citado na página 26.
- 43 HASHIMOTO, S. H. M.; ROMERO, R.; MANTOVANI, J. R. S. Efficient linear programming algorithm for the transmission network expansion planning problem. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, v. 150, n. 5, p. 536–542, Sept 2003. Citado na página 26.
- 44 EL-METWALLY, M. M.; AL-HAMOUZ, Z. M. Transmission networks planning using quadratic programming. *Electric Machines and Power Systems*, v. 18, n. 2, p. 137–148, 1990. Citado na página 26.
- 45 YOUSSEF, H. K.; HACKAM, R. New transmission planning model. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 4, n. 1, p. 9–18, Feb 1989. Citado na página 26.
- 46 AL-HAMOUZ, Z. M.; AL-FARAJ, A. S. Transmission-expansion planning based on anon-linear programming algorithm. *Applied Energy*, v. 76, n. 1-3, p. 169–177, 2003. Citado na página 26.
- 47 BARBULESCU, C.; KILYENI, S. Congestion management. transmission expansion planning considering large wind power plants. In: *2011 6th IEEE International Symposium on Applied Computational Intelligence and Informatics (SACI)*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 559–564. Citado na página 26.
- 48 NEWHAM, N. *Power System Investment Planning using Stochastic Dual Dynamic Programming*. Tese (Doutorado) — University of Canterbury, Christchurch, New Zealand, 2008. Citado na página 26.
- 49 WU, Z.; ZENG, P.; ZHANG, X. p. Two-stage stochastic dual dynamic programming for transmission expansion planning with significant renewable generation and n-k criterion. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, v. 2, n. 1, p. 3–10, March 2016. Citado na página 26.
- 50 DEHGHAN, S. et al. Transmission network expansion planning using a dea-based benders decomposition. In: *2010 18th Iranian Conference on Electrical Engineering*. [S.l.: s.n.], 2010. p. 955–960. Citado na página 26.
- 51 ASADAMONGKOL, S.; EUA-ARPORN, B. Transmission expansion planning with {AC} model based on generalized benders decomposition. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 47, p. 402 – 407, 2013. Citado na página 26.

- 52 HAFFNER, S. et al. Specialised branch-and-bound algorithm for transmission network expansion planning. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, v. 148, n. 5, p. 482–488, Sep 2001. Citado na página 26.
- 53 RIDER, M. J.; GARCIA, A. V.; ROMERO, R. Transmission system expansion planning by a branch-and-bound algorithm. *IET Generation, Transmission Distribution*, v. 2, n. 1, p. 90–99, January 2008. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 56.
- 54 ALIZADEH-MOUSA VI, O.; ZIMA-BOCKARJOVA, M. Efficient benders cuts for transmission expansion planning. *Electric Power Systems Research*, v. 131, p. 275 – 284, 2016. Citado na página 26.
- 55 RIDER, M. J. et al. Heuristic algorithm to solve the short term transmission network expansion planning. In: *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*. [S.l.: s.n.], 2007. p. 1–7. Citado na página 27.
- 56 OLIVEIRA, E. J. de et al. Transmission system expansion planning using a sigmoid function to handle integer investment variables. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 20, n. 3, p. 1616–1621, Aug 2005. Citado na página 27.
- 57 SILVA, A. M. L. da et al. Performance comparison of metaheuristics to solve the multi-stage transmission expansion planning problem. *IET Generation, Transmission Distribution*, v. 5, n. 3, p. 360–367, March 2011. Citado na página 27.
- 58 SILVA, I. D. J. et al. Transmission network expansion planning considering uncertainty in demand. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 21, n. 4, p. 1565–1573, Nov 2006. Citado na página 28.
- 59 TORRES, S. P.; CASTRO, C. A. Specialized differential evolution technique to solve the alternating current model based transmission expansion planning problem. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 68, p. 243 – 251, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 62.
- 60 SHU, J. et al. Enhanced multi-dimensional power network planning based on ant colony optimization. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, v. 25, n. 7, p. 1204–1222, 2015. Citado na página 28.
- 61 CARPENTIER, J. Contribution a l'etude du dispatching economique. *Bulletin de la Societe Francaise des. Electriciens*, v. 3, 1962. Citado na página 29.
- 62 ZHU, J. *Optimization of Power System Operation*. [S.l.]: Wiley, 2009. (IEEE Press Series on Power Engineering). Citado na página 29.
- 63 ARRILLAGA, J.; ARNOLD, C. *Computer analysis of power systems*. [S.l.]: Wiley, 1990. Citado na página 29.
- 64 KUNDUR, P. *Power System Stability And Control*. [S.l.]: McGraw-Hill Education (India) Pvt Limited, 1994. (EPRI power system engineering series). Citado na página 29.
- 65 CASTRO, C. A. ET720 - Sistemas de Energia Elétrica I. 2016. Disponível em: <<http://www.dsee.fee.unicamp.br/~ccastro/>>. Citado na página 29.

- 66 WIGET, R.; ANDERSSON, G. Optimal power flow for combined ac and multi-terminal hvdc grids based on vsc converters. In: *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–8. Citado na página 31.
- 67 DAVIES, M. et al. *HVDC PLUS - Basics and Principle of Operation*. [S.l.], 2008. Disponível em: <<http://www.energy.siemens.com>>. Citado na página 32.
- 68 FENG, W. et al. A new approach for benefit evaluation of multiterminal vsc-hvdc using a proposed mixed ac/dc optimal power flow. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 29, n. 1, p. 432–443, Feb 2014. Citado 4 vezes nas páginas 32, 33, 34 e 59.
- 69 BEERTEN, J.; COLE, S.; BELMANS, R. A sequential ac/dc power flow algorithm for networks containing multi-terminal vsc hvdc systems. In: *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–7. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 59.
- 70 DAELEMANS, G. et al. Minimization of steady-state losses in meshed networks using vsc hvdc. In: *2009 IEEE Power Energy Society General Meeting*. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–5. Citado na página 33.
- 71 MOHAN, N.; UNDELAND, T.; ROBBINS, W. *Power electronics: converters, applications, and design*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2003. (Power Electronics: Converters, Applications, and Design, v. 1). Citado na página 33.
- 72 SAPLAMIDIS, V.; WIGET, R.; ANDERSSON, G. Security constrained optimal power flow for mixed ac and multi-terminal hvdc grids. In: *PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–6. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 55.
- 73 HVDC Light - It's time to connect. [S.l.], 2013. Citado na página 34.
- 74 SIEMENS. *Discover the World of FACTS Technology*. [S.l.], 2011. Disponível em: <<http://www.energy.siemens.com/energy/facts>>. Citado 2 vezes nas páginas 35 e 37.
- 75 SONG, Y.; JOHNS, A. *Flexible Ac Transmission Systems (FACTS)*. [S.l.]: Institution of Electrical Engineers, 1999. (Energy Engineering Series). Citado na página 37.
- 76 ZHANG, X.-P.; REHTANZ, C.; PAL, B. *Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control*. [S.l.]: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2012. (Power Systems). Citado na página 37.
- 77 HINGORANI, N.; GYUGYI, L. *Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*. [S.l.]: Wiley, 2000. Citado na página 37.
- 78 MATHUR, R.; VARMA, R. *Thyristor-Based FACTS Controllers for Electrical Transmission Systems*. [S.l.]: Wiley, 2002. (IEEE Press series on power engineering). Citado na página 37.
- 79 TORTELLI, O. L. *Alocação e Operação de Controladores FACTS em Sistemas Elétricos de Potência*. Tese (Doutorado) — UNICAMP, 2010. Citado 2 vezes nas páginas 39 e 40.
- 80 MULTI-OBJECTIVE optimal power flow with {FACTS} devices. *Energy Conversion and Management*, v. 52, n. 2, p. 903 – 910, 2011. Citado na página 39.

- 81 CAI, L. J.; ERLICH, I.; STAMTSIS, G. Optimal choice and allocation of facts devices in deregulated electricity market using genetic algorithms. In: *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2004*. [S.l.: s.n.], 2004. p. 201–207 vol.1. Citado 2 vezes nas páginas 39 e 46.
- 82 OUDALOV, A. *Coordinated Control of Multiple Facts Devices in an Electric Power System*. [S.l.: s.n.], 2003. Citado na página 39.
- 83 HABUR, K.; LEARY, D. O. Facts-flexible alternating current transmission systems: for cost effective and reliable transmission of electrical energy. *Siemens-World Bank document-Final Draft Report, Erlangen*, 2004. Citado na página 46.
- 84 FOURER, R.; GAY, D.; KERNIGHAN, B. *AMPL: a modeling language for mathematical programming*. [S.l.]: Thomson/Brooks/Cole, 2003. Citado na página 53.
- 85 MATLAB. *version 8.4.0.150421 (R2014b)*. [S.l.]: The MathWorks Inc., 2014. Citado na página 53.
- 86 ILLINOIS CENTER FOR A SMARTER ELECTRIC GRID (ICSEG). *WSCC 9-Bus System (Power Flow Cases)*. Accessed Jan. 14, 2016. Disponível em: <<http://icseg.itl.illinois.edu/wsc-9-bus-system/>>. Citado na página 55.
- 87 ILLINOIS INSTITUTE OF TECHNOLOGY (IIT). Elect. Comput. Eng. Dept. IEEE 118-bus SystemData. Disponível em: <http://motor.ece.iit.edu/Data/Gastranssmion_118_14test.xls>. Citado na página 55.
- 88 ROMERO, R.; GALLEGO, R. A.; MONTICELLI, A. Transmission system expansion planning by simulated annealing. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 11, n. 1, p. 364–369, Feb 1996. Citado na página 56.
- 89 ROMERO, R. et al. Constructive heuristic algorithm for the dc model in network transmission expansion planning. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, v. 152, n. 2, p. 277–282, March 2005. Citado na página 56.
- 90 ORFANOS, G. A.; GEORGILAKIS, P. S.; HATZIARGYRIOU, N. D. Transmission expansion planning of systems with increasing wind power integration. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 2, p. 1355–1362, May 2013. Citado na página 56.
- 91 SVC for power quality control of a very large EAF in Turkey. [S.l.]. Citado na página 68.
- 92 IIT. On-line diagram of ieee 118-bus test system. 2003. Disponível em: <al-roomi.org/power-flow/118-bus-system>. Citado na página 74.

Apêndices

Dados dos Sistemas Testados

Os dados apresentados para os vários sistemas de teste neste apêndice são derivados da literatura relevante para a grade AC. Para a rede CC, os limites de corrente e tensão do conversor, bem como a potência nominal, são tomados de [5]. As características de resistência das linhas CC baseiam-se nos dados do fabricante de cabos CC do mesmo documento, tendo também em conta a escala geográfica do sistema em que essas informações estavam disponíveis.

A.1 Dados do Sistema WSCC

Potência Base: $S_{Base} = 100MVA$

Tabela 25 – Dados dos Geradores - Sistema WSCC.

Gerador	Barra	Tipo	\underline{P} (pu)	\overline{P} (pu)	\underline{Q} (pu)	\overline{Q} (pu)
G1	1	<i>Slack</i>	0,1	4,0	-4,0	4,0
G2	2	PV	0,1	4,0	-3,0	4,0
G3	3	PV	0,1	4,0	-3,0	4,0

Tabela 26 – Dados das Cargas - Sistema WSCC.

Carga	Barra	P_d (pu)	Q_d (pu)
L1	5	1,90	0,80
L2	7	0,50	0,25
L3	9	1,25	0,50

Tabela 27 – Dados dos Ramos - Sistema WSCC.

Ramo Nome	De Barra	Para Barra	r (pu)	x (pu)	Capacidade S (pu)	Custo (10 ⁶ x \$)
CA1	1	4	0.0000	0.0576	2.0	55
CA2	4	5	0.0170	0.0920	2.0	40
CA3	5	6	0.0390	0.1700	2.0	60
CA4	3	6	0.0000	0.0586	2.0	35
CA5	6	7	0.0119	0.1008	2.0	60
CA6	7	8	0.0085	0.0720	2.0	35
CA7	8	2	0.0000	0.0625	2.0	85
CA8	8	9	0.0032	0.1610	2.0	40
CA9	9	4	0.0100	0.0850	2.0	50
*CA10	3	7	0.0390	0.1700	1.5	45
*CA11	2	9	0.0100	0.0850	1.5	65
*CA12	5	1	0.0320	0.1610	1.5	75

* Novas possibilidades de linhas CA.

Tabela 28 – SVC instalado- Sistema WSCC.

Barra	\underline{Q} (pu)	\overline{Q} (pu)
9	0	0,5

A.2 Dados do Sistema IEEE-118 barras

Potência Base: $S_{Base} = 100MVA$

Tabela 29 – Dados - Sistema IEEE-118 barras.

Barra	Tipo	$\overline{P_G}$ (pu)	$\underline{P_G}$ (pu)	$\overline{Q_G}$ (pu)	$\underline{Q_G}$ (pu)	P_D (pu)	Q_D (pu)
1	PV	1	0	0,15	-0,05	0,51	0,27
2	PQ	0	0	0	0	0,20	0,09
3	PQ	0	0	0	0	0,39	0,10
4	PV	14	0	3	-3	0,30	0,12
5	PQ	0	0	0	0	0	0
6	PV	17	0	0,50	-0,13	0,52	0,22
7	PQ	0	0	0	0	0,19	0,02
8	PV	1	0	3	-3	0	0
9	PQ	0	0	0	0	0	0
10	PV	5,50	0	2	-1,47	0	0
11	PQ	0	0	0	0	0,70	0,23
12	PV	1,85	0	1,20	-0,35	0,47	0,10
13	PQ	0	0	0	0	0,34	0,16
14	PQ	0	0	0	0	0,14	0,01
15	PV	1	0	0,30	-0,10	0,90	0,30
16	PQ	0	0	0	0	0,25	0,10
17	PQ	02	0	0	0	0,11	0,03
18	PV	1	0	0,50	-0,16	0,60	0,34
19	PV	1	0	0,24	-0,08	0,45	0,25
20	PQ	00	0	0	0	0,18	0,03

Continua na próxima página

Tabela 29 – Continua na página anterior

Barra	Tipo	$\overline{P_G}$ (pu)	$\underline{P_G}$ (pu)	$\overline{Q_G}$ (pu)	$\underline{Q_G}$ (pu)	P_D (pu)	Q_D (pu)
21	PQ	0	0	0	0	0,14	0,08
22	PQ	0	0	0	0	0,10	0,05
23	PQ	0	0	0	0	0,07	0,03
24	PV	1	0	3	-3	0	0
25	PV	3,20	0	1,40	-0,47	0	0
26	PV	4,14	0	10	-10	0	0
27	PV	1	0	3	-3	0,62	0,13
28	PQ	06	0	0	0	0,17	0,07
29	PQ	0	0	0	0	0,24	0,04
30	PQ	0	0	0	0	0	0
31	PV	1,07	0	3	-3	0,43	0,27
32	PV	1	0	0,42	-0,14	0,59	0,23
33	PQ	0	0	0	0	0,23	0,09
34	PV	1	0	0,24	-0,08	0,59	0,26
35	PQ	0	0	0	0	0,33	0,09
36	PV	1	0	0,24	-0,08	0,31	0,17
37	PQ	0	0	0	0	0	0
38	PQ	0	0	0	0	0	0
39	PQ	0	0	0	0	0,27	0,11
40	PV	1	0	3	-3	0,20	0,23
41	PQ	0	0	0	0	0,37	0,10
42	PV	1	0	3	-3	0,37	0,23

Continua na próxima página

Tabela 29 – *Continua na página anterior*

Barra	Tipo	$\overline{P_G}$ (pu)	$\underline{P_G}$ (pu)	$\overline{Q_G}$ (pu)	$\underline{Q_G}$ (pu)	P_D (pu)	Q_D (pu)
43	PQ	0	0	0	0	0,18	0,07
44	PQ	0	0	0	0	0,16	0,08
45	PQ	0	0	0	0	0,53	0,22
46	PV	1,19	0	1	-1	0,28	0,10
47	PQ	0	0	0	0	0,34	0
48	PQ	0	0	0	0	0,20	0,11
49	PV	3,04	0	2,10	-0,85	0,87	0,30
50	PQ	0	0	0	0	0,17	0,04
51	PQ	0	0	0	0	0,17	0,08
52	PQ	0	0	0	0	0,18	0,05
53	PQ	0	0	0	0	0,23	0,11
54	PV	1,48	0	3	-3	1,13	0,32
55	PV	1	0	0,23	-0,08	0,63	0,22
56	PV	1	0	0,15	-0,08	0,84	0,18
57	PQ	0	0	0	0	0,12	0,03
58	PQ	0	0	0	0	0,12	0,03
59	PV	2,55	0	1,80	-0,60	2,77	1,13
60	PQ	0	0	0	0	0,78	0,03
61	PV	2,60	0	3	-1	0	0
62	PV	1	0	0,20	-0,20	0,77	0,14
63	PQ	0	0	0	0	0	0
64	PQ	0	0	0	0	0	0

Continua na próxima página

Tabela 29 – *Continua na página anterior*

Barra	Tipo	$\overline{P_G}$ (pu)	$\underline{P_G}$ (pu)	$\overline{Q_G}$ (pu)	$\underline{Q_G}$ (pu)	P_D (pu)	Q_D (pu)
65	PV	4,91	0	2	-0,67	0	0
66	PV	4,92	0	2	-0,67	0,39	0,18
67	PQ	0	0	0	0	0,28	0,07
68	PQ	0	0	0	0	0	0
69	Slack	8,05	0	3	-3	0	0
70	PV	1	0	0,32	-0,10	0,66	0,20
71	PQ	0	0	0	0	0	0
72	PV	1	0	1	-1	0	0
73	PV	1	0	1	-1	0	0
74	PV	1	0	0,09	-0,06	0,68	0,27
75	PQ	0	0	0	0	0,47	0,11
76	PV	1	0	0,23	-0,08	0,68	0,36
77	PV	1	0	0,70	-0,20	0,61	0,28
78	PQ	0	0	0	0	0,71	0,26
79	PQ	0	0	0	0	0,39	0,32
80	PV	5,77	0	2,80	-1,65	1,30	0,26
81	PQ	0	0	0	0	0	0
82	PQ	0	0	0	0	0,54	0,27
83	PQ	0	0	0	0	0,20	0,10
84	PQ	0	0	0	0	0,11	0,07
85	PV	1	0	0,23	-0,08	0,24	0,15
86	PQ	0	0	0	0	0,21	0,10

Continua na próxima página

Tabela 29 – *Continua na página anterior*

Barra	Tipo	$\overline{P_G}$ (pu)	$\underline{P_G}$ (pu)	$\overline{Q_G}$ (pu)	$\underline{Q_G}$ (pu)	P_D (pu)	Q_D (pu)
87	PV	1,04	0	10	-1	0	0
88	PQ	0	0	0	0	0,48	0,10
89	PV	7,07	0	3	-2,10	0	0
90	PV	1	0	3	-3	0,78	0,42
91	PV	1	0	1	-1	0	0
92	PV	1	0	0,09	-0,03	0,65	0,10
93	PQ	0	0	0	0	0,12	0,07
94	PQ	0	0	0	0	0,30	0,16
95	PQ	0	0	0	0	0,42	0,31
96	PQ	0	0	0	0	0,38	0,15
97	PQ	0	0	0	0	0,15	0,09
98	PQ	0	0	0	0	0,34	0,08
99	PV	1	0	1	-1	0	0
100	PV	3,52	0	1,55	-0,50	0,37	0,18
101	PQ	0	0	0	0	0,22	0,15
102	PQ	0	0	0	0	0,05	0,03
103	PV	1,40	0	0,40	-0,15	0,23	0,16
104	PV	1	0	0,23	-0,08	0,38	0,25
105	PV	1	0	0,23	-0,08	0,31	0,26
106	PQ	0	0	0	0	0,43	0,16
107	PV	1	0	2	-2	0,28	0,12
108	PQ	0	0	0	0	0,02	0,01

Continua na próxima página

Tabela 29 – Continua na página anterior

Barra	Tipo	$\overline{P_G}$ (pu)	$\underline{P_G}$ (pu)	$\overline{Q_G}$ (pu)	$\underline{Q_G}$ (pu)	P_D (pu)	Q_D (pu)
109	PQ	0	0	0	0	0,08	0,03
110	PV	1	0	0,23	-0,08	0,39	0,30
111	PV	1,36	0	10	-1	0	0
112	PV	1	0	10	-1	0,25	0,13
113	PV	1	0	2	-1	0	0
114	PQ	0	0	0	0	0,08	0,03
115	PQ	0	0	0	0	0,22	0,07
116	PV	1	0	10	-10	0	0
117	PQ	0	0	0	0	0,20	0,08
118	PQ	0	0	0	0	0,33	0,15

Tabela 30 – Dados dos Ramos - Sistema IEEE-118 barras.

Ramo Nome	De Barra	Para Barra	r (pu)	x (pu)	Capacidade S (pu)	Custo (10 ⁶ x \$)
CA1	1	2	0,030	0,099	1,75	17.9820
CA2	1	3	0,012	0,042	1,75	7.6320
CA3	4	5	0,001	0,007	5,00	1.7955
CA4	3	5	0,024	0,108	1,75	16.2000
CA5	5	6	0,011	0,054	1,75	9.7200
CA6	6	7	0,004	0,020	1,75	4.6800
CA7	8	9	0,002	0,030	5,00	5.4900
CA8	8	5	0	0,026	5,00	6.0075

Continua na próxima página

Tabela 30 – *Continua na página anterior*

Ramo Nome	De Barra	Para Barra	r (pu)	x (pu)	Capacidade S (pu)	Custo (10 ⁶ x \$)
CA9	9	10	0,002	0,032	5,00	5.7960
CA10	4	11	0,020	0,068	1,75	12.3840
CA11	5	11	0,020	0,068	1,75	12.2760
CA12	11	12	0,005	0,019	1,75	4.4100
CA13	2	12	0,018	0,061	1,75	11.0880
CA14	3	12	0,048	0,160	1,75	24.0000
CA15	7	12	0,008	0,034	1,75	6.1200
CA16	11	13	0,022	0,073	1,75	13.1580
CA17	12	14	0,021	0,070	1,75	12.7260
CA18	13	15	0,074	0,244	1,75	36.6600
CA19	14	15	0,059	0,195	1,75	29.2500
CA20	12	16	0,021	0,083	1,75	15.0120
CA21	15	17	0,013	0,043	5,00	7.8660
CA22	16	17	0,045	0,180	1,75	27.0150
CA23	17	18	0,012	0,050	1,75	9.0900
CA24	18	19	0,011	0,049	1,75	8.8740
CA25	19	20	0,025	0,117	1,75	17.5500
CA26	15	19	0,012	0,039	1,75	7.0920
CA27	20	21	0,018	0,084	1,75	15.2820
CA28	21	22	0,020	0,097	1,75	17.4600
CA29	22	23	0,034	0,159	1,75	23.8500
CA30	23	24	0,013	0,049	1,75	8.8560

Continua na próxima página

Tabela 30 – *Continua na página anterior*

Ramo Nome	De Barra	Para Barra	r (pu)	x (pu)	Capacidade S (pu)	Custo (10 ⁶ x \$)
CA31	23	25	0,015	0,080	5,00	14.4000
CA32	26	25	0	0,038	5,00	6.8760
CA33	25	27	0,031	0,163	5,00	24.4500
CA34	27	28	0,019	0,085	1,75	15.3900
CA35	28	29	0,023	0,094	1,75	16.9740
CA36	30	17	0	0,038	5,00	6.9840
CA37	8	30	0,004	0,050	1,75	9.0720
CA38	26	30	0,007	0,086	5,00	15.4800
CA39	17	31	0,047	0,156	1,75	23.4450
CA40	29	31	0,010	0,033	1,75	5.9580
CA41	23	32	0,031	0,115	1,40	17.2950
CA42	31	32	0,029	0,098	1,75	17.7300
CA43	27	32	0,022	0,075	1,75	13.5900
CA44	15	33	0,038	0,124	1,75	18.6600
CA45	19	34	0,075	0,247	1,75	37.0500
CA46	35	36	0,002	0,010	1,75	2.2950
CA47	35	37	0,011	0,049	1,75	8.9460
CA48	33	37	0,041	0,142	1,75	21.3000
CA49	34	36	0,008	0,026	1,75	6.0300
CA50	34	37	0,002	0,009	5,00	2.1150
CA51	38	37	0	0,037	5,00	6.7500
CA52	37	39	0,032	0,106	1,75	15.9000

Continua na próxima página

Tabela 30 – *Continua na página anterior*

Ramo Nome	De Barra	Para Barra	r (pu)	x (pu)	Capacidade S (pu)	Custo (10 ⁶ x \$)
CA53	37	40	0,059	0,168	1,75	25.2000
CA54	30	38	0,004	0,054	1,75	9.7200
CA55	39	40	0,018	0,060	1,75	10.8900
CA56	40	41	0,014	0,048	1,75	8.7660
CA57	40	42	0,055	0,183	1,75	27.4500
CA58	41	42	0,041	0,135	1,75	20.2500
CA59	43	44	0,060	0,245	1,75	36.8100
CA60	34	43	0,041	0,168	1,75	25.2150
CA61	44	45	0,022	0,090	1,75	16.2180
CA62	45	46	0,040	0,135	1,75	20.3400
CA63	46	47	0,038	0,127	1,75	19.0500
CA64	46	48	0,060	0,189	1,75	28.3500
CA65	47	49	0,019	0,062	1,75	11.2500
CA66	42	49	0,071	0,323	1,75	48.4500
CA67	42	49	0,071	0,323	1,75	48.4500
CA68	45	49	0,068	0,186	1,75	27.9000
CA69	48	49	0,017	0,050	1,75	9.0900
CA70	49	50	0,026	0,075	1,75	13.5360
CA71	49	51	0,048	0,137	1,75	20.5500
CA72	51	52	0,020	0,058	1,75	10.5840
CA73	52	53	0,040	0,163	1,75	24.5250
CA74	53	54	0,026	0,122	1,75	18.3000

Continua na próxima página

Tabela 30 – *Continua na página anterior*

Ramo Nome	De Barra	Para Barra	r (pu)	x (pu)	Capacidade S (pu)	Custo (10 ⁶ x \$)
CA75	49	54	0,073	0,289	1,75	43.3500
CA76	49	54	0,086	0,291	1,75	43.6500
CA77	54	55	0,016	0,070	1,75	12.7260
CA78	54	56	0,002	0,009	1,75	2.1488
CA79	55	56	0,004	0,015	1,75	3.3975
CA80	56	57	0,034	0,096	1,75	17.3880
CA81	50	57	0,047	0,134	1,75	20.1000
CA82	56	58	0,034	0,096	1,75	17.3880
CA83	51	58	0,025	0,071	1,75	12.9420
CA84	54	59	0,050	0,229	1,75	34.3950
CA85	56	59	0,082	0,251	1,75	37.6500
CA86	56	59	0,080	0,239	1,75	35.8500
CA87	55	59	0,047	0,215	1,75	32.3700
CA88	59	60	0,031	0,145	1,75	21.7500
CA89	59	61	0,032	0,15	1,75	22.5000
CA90	60	61	0,002	0,013	5,00	3.0375
CA91	60	62	0,012	0,056	1,75	10.0980
CA92	61	62	0,008	0,037	1,75	6.7680
CA93	63	59	0	0,038	5,00	6.9480
CA94	63	64	0,001	0,020	5,00	4.5000
CA95	64	61	0	0,026	5,00	6.0300
CA96	38	65	0,009	0,098	5,00	17.7480

Continua na próxima página

Tabela 30 – *Continua na página anterior*

Ramo Nome	De Barra	Para Barra	r (pu)	x (pu)	Capacidade S (pu)	Custo (10 ⁶ x \$)
CA97	64	65	0,002	0,030	5,00	5.4360
CA98	49	66	0,018	0,091	5,00	16.5420
CA99	49	66	0,018	0,091	5,00	16.5420
CA100	62	66	0,048	0,218	1,75	32.7000
CA101	62	67	0,025	0,117	1,75	17.5500
CA102	65	66	0	0,037	5,00	6.6600
CA103	66	67	0,022	0,101	1,75	15.2250
CA104	65	68	0,001	0,016	5,00	3.6000
CA105	47	69	0,084	0,277	1,75	41.6700
CA106	49	69	0,098	0,324	1,75	48.6000
CA107	68	69	0	0,037	5,00	6.6600
CA108	69	70	0,03	0,127	5,00	19.0500
CA109	24	70	0,002	0,411	1,75	61.7250
CA110	70	71	0,008	0,035	1,75	6.3900
CA111	24	72	0,048	0,196	1,75	29.4000
CA112	71	72	0,044	0,180	1,75	27.0000
CA113	71	73	0,008	0,045	1,75	8.1720
CA114	70	74	0,040	0,132	1,75	19.8450
CA115	70	75	0,042	0,141	1,75	21.1500
CA116	69	75	0,040	0,122	5,00	18.3000
CA117	74	75	0,012	0,040	1,75	7.3080
CA118	76	77	0,044	0,148	1,75	22.2000

Continua na próxima página

Tabela 30 – *Continua na página anterior*

Ramo Nome	De Barra	Para Barra	r (pu)	x (pu)	Capacidade S (pu)	Custo (10 ⁶ x \$)
CA119	69	77	0,030	0,101	1,75	15.1500
CA120	75	77	0,060	0,199	1,75	29.9850
CA121	77	78	0,003	0,012	1,75	2.7900
CA122	78	79	0,005	0,024	1,75	5.4900
CA123	77	80	0,017	0,048	5,00	8.7300
CA124	77	80	0,029	0,105	5,00	15.7500
CA125	79	80	0,015	0,070	1,75	12.6720
CA126	68	81	0,001	0,020	5,00	4.5450
CA127	81	80	0	0,037	5,00	6.6600
CA128	77	82	0,029	0,085	2,00	15.3540
CA129	82	83	0,011	0,036	2,00	6.5970
CA130	83	84	0,062	0,132	1,75	19.8000
CA131	83	85	0,043	0,148	1,75	22.2000
CA132	84	85	0,030	0,064	1,75	11.5380
CA133	85	86	0,035	0,123	5,00	18.4500
CA134	86	87	0,028	0,207	5,00	31.1100
CA135	85	88	0,020	0,102	1,75	15.3000
CA136	85	89	0,023	0,173	1,75	25.9500
CA137	88	89	0,013	0,071	5,00	12.8160
CA138	89	90	0,051	0,188	5,00	28.2000
CA139	89	90	0,023	0,099	5,00	17.9460
CA140	90	91	0,025	0,083	1,75	15.0480

Continua na próxima página

Tabela 30 – *Continua na página anterior*

Ramo Nome	De Barra	Para Barra	r (pu)	x (pu)	Capacidade S (pu)	Custo (10 ⁶ x \$)
CA141	89	92	0,009	0,050	5,00	9.0900
CA142	89	92	0,039	0,158	5,00	23.7150
CA143	91	92	0,038	0,127	1,75	19.0800
CA144	92	93	0,025	0,084	1,75	15.2640
CA145	92	94	0,048	0,158	1,75	23.7000
CA146	93	94	0,022	0,073	1,75	13.1760
CA147	94	95	0,013	0,043	1,75	7.8120
CA148	80	96	0,035	0,182	1,75	27.3000
CA149	82	96	0,016	0,053	1,75	9.5400
CA150	94	96	0,026	0,086	1,75	15.6420
CA151	80	97	0,018	0,093	1,75	16.8120
CA152	80	98	0,023	0,108	1,75	16.2000
CA153	80	99	0,045	0,206	2,00	30.9000
CA154	92	100	0,064	0,295	1,75	44.2500
CA155	94	100	0,017	0,058	1,75	10.4400
CA156	95	96	0,017	0,054	1,75	9.8460
CA157	96	97	0,017	0,088	1,75	15.9300
CA158	98	100	0,039	0,179	1,75	26.8500
CA159	99	100	0,018	0,081	1,75	14.6340
CA160	100	101	0,027	0,126	1,75	18.9300
CA161	92	102	0,012	0,055	1,75	10.0620
CA162	101	102	0,024	0,112	1,75	16.8000

Continua na próxima página

Tabela 30 – *Continua na página anterior*

Ramo Nome	De Barra	Para Barra	r (pu)	x (pu)	Capacidade S (pu)	Custo (10 ⁶ x \$)
CA163	100	103	0,016	0,052	5,00	9.4500
CA164	100	104	0,045	0,204	1,75	30.6000
CA165	103	104	0,046	0,158	1,75	23.7600
CA166	103	105	0,053	0,162	1,75	24.3750
CA167	100	106	0,060	0,229	1,75	34.3500
CA168	104	105	0,009	0,037	1,75	6.8040
CA169	105	106	0,014	0,054	1,75	9.8460
CA170	105	107	0,053	0,183	1,75	27.4500
CA171	105	108	0,026	0,070	1,75	12.6540
CA172	106	107	0,053	0,183	1,75	27.4500
CA173	108	109	0,010	0,028	1,75	6.4800
CA174	103	110	0,039	0,181	1,75	27.1950
CA175	109	110	0,027	0,076	1,75	13.7160
CA176	110	111	0,022	0,075	1,75	13.5900
CA177	110	112	0,024	0,064	1,75	11.5200
CA178	17	113	0,009	0,030	1,75	5.4180
CA179	32	113	0,061	0,203	5,00	30.4500
CA180	32	114	0,013	0,061	1,75	11.0160
CA181	27	115	0,016	0,074	1,75	13.3380
CA182	114	115	0,002	0,010	1,75	2.3400
CA183	68	116	0,000	0,004	5,00	0.9113
CA184	12	117	0,032	0,140	1,75	21.0000

Continua na próxima página

Tabela 30 – *Continua na página anterior*

Ramo Nome	De Barra	Para Barra	r (pu)	x (pu)	Capacidade S (pu)	Custo (10 ⁶ x \$)
CA185	75	118	0,014	0,048	1,75	8.6580
CA186	76	118	0,016	0,054	1,75	9.7920

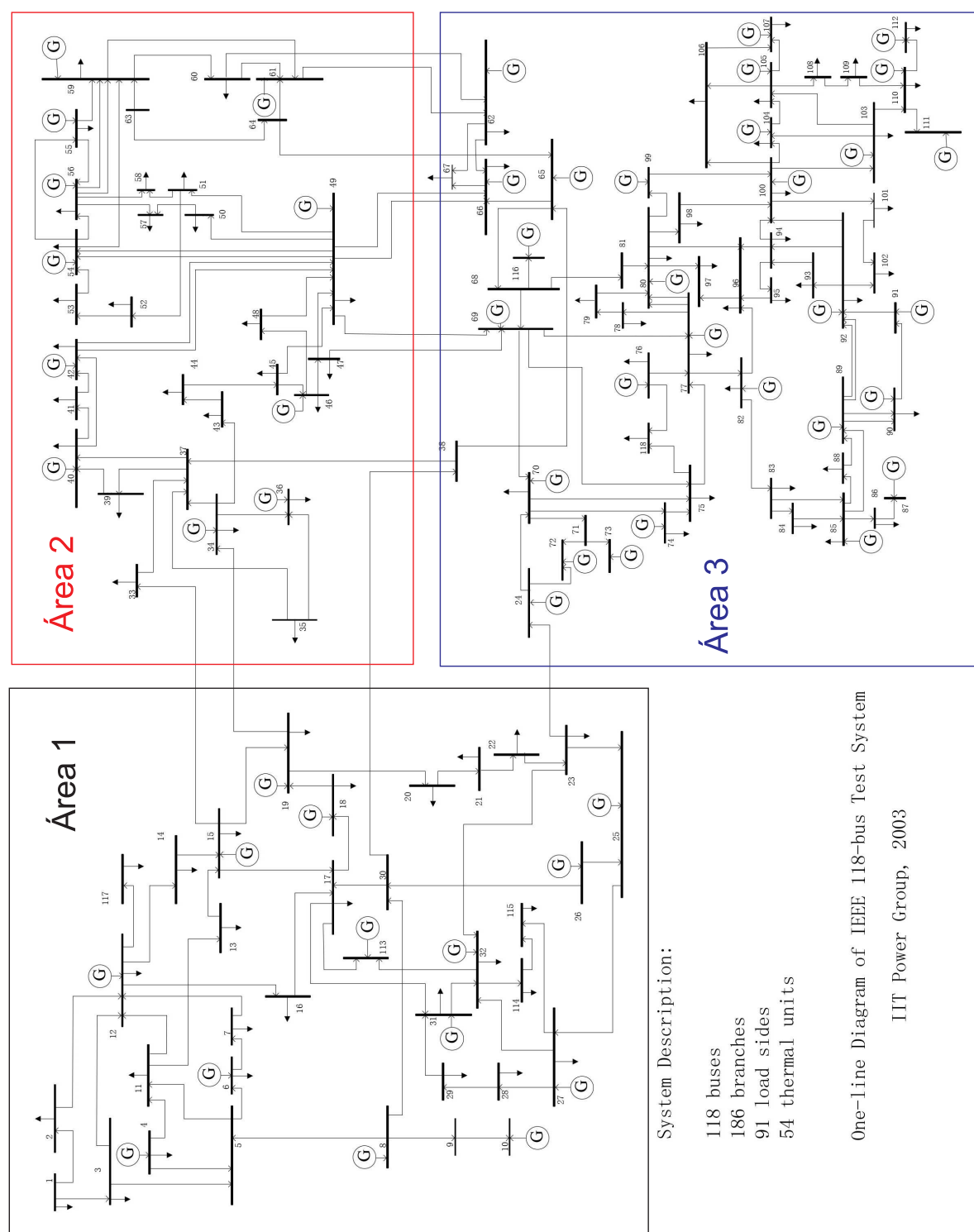


Figura 18 – Diagrama Unifilar - Sistema IEEE-118 barras.